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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект реконструкции БГРЭС-1
тема

Руководитель _____ ст. преподаватель Д.И. Карабарин
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Е.В. Мрясов
подпись, дата инициалы, фамилия

Тех. контроль _____ С.А. Михайленко
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ П.В. Шишмарев
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции БГРЭС-1» содержит 57 страниц текстового документа, 13 использованных источников, 4 листа графического материала.

ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, БЕЗДЕАЭРАТОРАНЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, НЕЙТРАЛЬНО-КИСЛОРОДНЫЙ ВОДНЫЙ РЕЖИМ.

Объект реконструкции – филиал ПАО «ЮНИ ПРО Березовская ГРЭС-1». В данной работе проработан вариант реконструкции тепловой схемы блока 800 МВт, в котором стандартная тепловая схема заменена бездеаэраторной. Целью реконструкции является снижение удельных расходов топлива, уменьшение себестоимости электроэнергии, снижение расхода электрической энергии на собственные нужды.

Произведены расчеты тепловой схемы до и после реконструкции.

Произведены расчеты экономического эффекта.

Произведены расчеты окружающей среды.

Полученные результаты подтверждают актуальность проекта и его экономическую значимость. В результате реконструкции снизились удельные расходы топлива и улучшились технико-экономические показатели.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

1 Актуальность проекта 6

1.1 Краткая характеристика турбины 6

1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П-67 8

2 Техническое решение 12

3 Расчетная часть 14

3.1 Расчет тепловой схемы до реконструкции 14

3.1.1 Исходные данные 14

3.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды 18

3.1.3 Определение расхода пара на турбину 21

3.1.4 Баланс пара и конденсата 22

3.1.5 Расчёт регенеративной схемы ПВД 23

3.1.6 Расчёт деаэратора 25

3.1.7 Расчёт регенеративной схемы (ПНД) 26

3.1.8 Составление теплового и материального баланса 27

3.1.9 Расчет технико-экономических показателей работы станции 28

3.2 Расчет реконструированной схемы 31

3.2.1 Определение расхода пара на турбину 33

3.2.2 Баланс пара и конденсата 34

3.2.3 Расчёт регенеративной схемы ПВД 35

3.2.4 Расчёт смесителя 36

3.2.5 Расчёт регенеративной схемы ПНД 36

3.2.6 Составление теплового и материального баланса 38

3.2.7 Расчет технико-экономических показателей работы станции 39

4 Экономическая часть 44

4.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта 44

4.2 Расчет капитальных вложений 48

4.3 Расчет доходов от реализации проекта 50

5 Расчет выбросов с дымовыми газами 52

5.1 Определение массового выброса диоксида серы 52

5.2 Определение массового выброса окислов азота 52
5.3 Определение приземной концентрации 53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 56

ВВЕДЕНИЕ

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

В весенне-летний период на ГРЭС возрастает доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу с большим удельным расходом топлива, вдобавок увеличиваются затраты на ремонт оборудования. В связи с этим повышается себестоимость электрической энергии по сравнению с зимнем временем.

Для того, чтобы уменьшить расход топлива на выработку тепловой и электрической энергии и, соответственно, ее себестоимость необходимо усовершенствование энергоблоков.

В данном проекте необходимо выполнить реконструкцию тепловой схемы блока 800 МВт Березовской ГРЭС.

1 Актуальность проекта

В весенне-летний период на ГРЭС возрастает доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу с большим удельным расходом топлива на выработку электроэнергии, вдобавок увеличиваются затраты на ремонт оборудования. В связи с этим повышается себестоимость электрической энергии по сравнению с зимнем временем. Решить эту проблему можно путем реконструкции тепловой схемы блока 800 МВт БГРЭС.

1.1 Краткая характеристика турбины

При разработке данного дипломного проекта, к установке принята одновальная пятицилиндровая турбина типа К-800-240-5

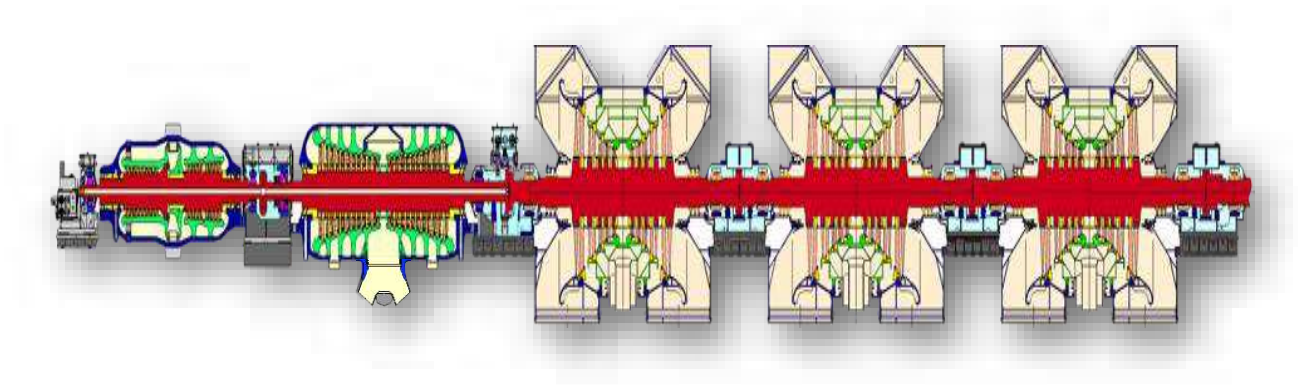


Рисунок 1.1 – Турбина К-800-240-5

Начальные параметры пара: P_0 = 23,54 МПа, t_0 = 540 ºС, промперегрев пара производится при $P_{пп}$ = 3,41 МПа до $t_{пп}$ = 540 ºС. Расчетная величина конечного давления $P_к$ = 0,00343 МПа при $t_{1в}$ = 12 ºС. Частота вращения турбины n = 50 Гц. Турбина состоит из пяти цилиндров: ЦВД, выполненный по петлевой схеме; ЦСД двухпоточный; три двухпоточных ЦНД. Парораспределение сопловое. Свежий пар подается к четырем параллельно включенным стопорным клапанам, расположенным по два с каждой стороны. К коробкам стопорного клапана приварены по две коробки регулирующих клапанов.

От регулирующих клапанов по восьми трубам пар направляется к четырем паровпускным патрубкам, приваренным к наружному корпусу ЦВД

и имеющим подвижное соединение с сопловыми камерами, вваренными во внутренний корпус ЦВД.

Роторы высокого и среднего давления турбины полностью цельнокованые; роторы ЦНД – с насадными дисками. Все соединительные муфты между роторами выполнены жесткими. Упорный подшипник располагается между ЦВД ЦСД. Система корпусов турбины имеет три мертвые точки: для ЦВД, ЦСД и первого ЦНД она находится на их передних фундаментных рамах. В турбине применены сегментные опорные подшипники.

Основные технические характеристики турбины представлены в таблице 1.1 [1].

Таблица 1.1 – Основные технические характеристики турбины

Наименование	**Величина**
Номинальная мощность, МВт	800
Температура свежего пара перед стопорными клапанами, °С	540
Абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами, МПа	23,5
Давление пара на выходе из ЦВД при номинальной мощности, МПа	3,77
Максимальное давление на выхлопе из ЦВД, МПа	3,85
Температура пара на выхлопе из ЦВД при номинальной мощности, °С	289
Абсолютное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,41
Максимальное давление пара перед стопорными клапанами ЦСД, МПа	3,66
Температура пара перед стопорными клапанами ЦСД,°С	540
Расчетное абсолютное давление в конденсаторе турбины, МПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 12°С	0,00336
Количество нерегулируемых отборов, шт.	8
Парораспределение	Сопловое
Количество блоков распределения, шт.	2
Число регулирующих клапанов ЦВД, шт.	2*2

Продолжение таблицы 1.1

Число регулирующих клапанов ЦСД, шт.	4
Число цилиндров, шт.	5

1.2 Краткая характеристика котельного агрегата П-67

Прямоточный однокорпусный котел Пп-2650/255 (П-67) (рисунок 1.2) предназначен для работы в блоке 800 МВт с одновальной турбиной К-800-240-5 и рассчитан на сжигание бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

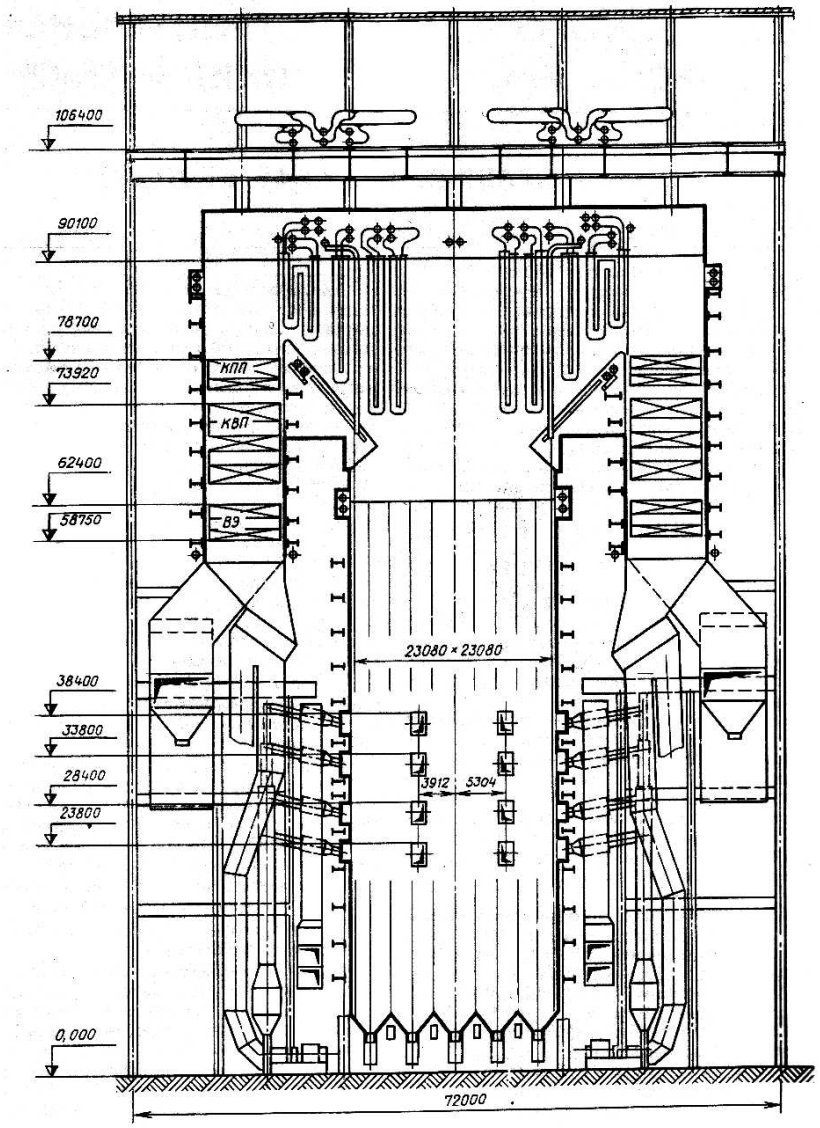


Рисунок 1.2 – Поперечный разрез котельного агрегата Пп-2650/255 (П-67)

Завод-изготовитель − Подольский машиностроительный завод им. Орджоникидзе.

Основные расчётные параметры котла при номинальной нагрузке и гарантийном топливе (Березовский бурый уголь $Q_{н}^{р}$ =15660 кДж/кг (3740 ккал/кг) представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Основные расчётные параметры котла

Наименование	**Величина**
Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	736,1 (2650)
Давление свежего пара, МПа (кгс/см^2)	25 (255)
Температура свежего пара, °С	545
Расход пара через вторичный пароперегреватель, кг/с (т/ч)	607,2 (2186)
Давление вторичного пара, МПа (кгс/см^2)	3,6 (36,8)
Температура вторичного пара, °С	545
Температура уходящих газов, °С	177,7
Температура горячего воздуха, °С	335
КПД котла (брутто), %	90,55

Котельный агрегат П-67 однокорпусный, выполнен по Т-образной компоновке газоходов и состоит из топочной камеры, двух горизонтальных газоходов и двух конвективных шахт.

Топочная камера имеет призматическую форму с размером по осям труб в плане 23080х23080 мм и отметкой по осям труб потолка 90100 мм.

Все стены топки, соединительных газоходов и конвективных шахт экранированы газоплотными панелями.

В нижней части топочной камеры расположены 32 щелевые горелки в 4 яруса. Горелки установлены тангенциально к условной окружности в центре топки диаметром 2,3 м для создания вихревого факела горения топлива. Для растопки котла служат мазутные форсунки, расположенные на нулевом, первом и третьем ярусах горелок котла блока № 1 и на первом, третьем и четвертом ярусах горелок котла блока № 2.

Для уменьшения шлакования стен топки в котле принято "низкотемпературное" горение топлива, при котором температура ядра факела

1250-1300 °С достигается за счет рассредоточения горелок по высоте топки, газовой сушки топлива в пылесистемах и подачи через горелки в зону горения рециркулирующих газов с температурой 360 °С. Горелки установлены на каркасе здания, для уплотнения мест примыкания горелок к фланцам амбразур горелок предусмотрены специальные уплотнения горелок.

На выходе из топки в горизонтальных газоходах расположены последовательно по ходу газов ширмы 2 и 3 ступеней пароперегревателя первичного тракта, фестон боковых стен топки, ширмы 1 ступени и ширмы вторичного пароперегревателя, подвесные трубы ВРЧ и подвесные трубы экранов конвективной шахты.

В опускных газоходах (КШ) сверху вниз последовательно по ходу газов расположены 2 яруса пакетов конвективного первичного пароперегревателя (выходная ступень), 3 яруса пакетов конвективного вторичного пароперегревателя и 2 яруса пакетов мембранного экономайзера.

Опускные газоходы отличаются наличием в середине каждого из них особого канала, выделенного двухсветными мембранными панелями, по которому газы из поворотной камеры направляются в пылесистемы с МВ.

Во вторичном тракте регулирование температуры перегрева осуществляется за счет изменения количества впрыскиваемой воды в пароохладителях, расположенных перед ширмовой ступенью вторичного пароперегревателя.

Золоудаление твердое. Удаление шлака, выпадающего в холодную воронку из топочной камеры, производится цепным скребковым конвейером.

После экономайзера дымовые газы направляются в трубчатый воздухоподогреватель (ТВП), расположенный в отдельном помещении главного корпуса. Часть газов до ТВП забирается посредством дымососов рециркуляции в систему рециркуляции газов для подачи их в специальные каналы горелок и в пылесистемы. Перед этими дымососами имеются золоуловители с циклонами Ø530 мм.

Для снижения температуры уходящих из котла газов с 160-170 °С до 140 °С, необходимых для поддержания высокого КПД электрофильтров, на котле предусмотрена установка системы избыточного воздуха со своими вентиляторами и воздушно – водяными теплообменниками (ВВТО), позволяющими отдавать тепло газов в теплофикационную сеть блока

(станции). В задачу этой же системы входит и поддержание постоянной температуры воздуха (40 °С) на входе в ТВП.

Холодный воздух забирается из верхней части котельного отделения и двумя вентиляторами подается на вход в ТВП через смесители, в которые поступает горячий воздух из системы избыточного воздуха.

Для уменьшения температуры воздуха в пространстве между топкой и КШ из верхней части пазух осуществляется забор воздуха на всас вентиляторов.

Пройдя ТВП, воздух из общего короба поступает к горелкам, в нижнюю часть топки (холодную воронку), в пылесистему и часть его идет на систему избыточного воздуха (рециркуляцию).

В качестве размольных устройств приняты мельницы-вентиляторы, работа которых не ограничивается влажностью сырого топлива.

Сушка топлива производится дымовыми газами: "горячими", забираемыми из поворотной камеры, с добавлением "холодных", забираемых после водяного экономайзера.

Котлоагрегат П-67 оборудован восемью пылесистемами, каждая из которых состоит из бункера сырого угля, ленточного питателя сырого угля, мельницы-вентилятора с сепаратором, делителем пыли и горелочным блоком – четыре прямоточно-щелевые горелки.

Номинальная производительность системы пылеприготовления по сырому углю расчетного качества около 70 т/ч.

2 Техническое решение

До недавних пор содержание кислорода в питательной воде энергоустановок считалось недопустимым. Проведенные в СССР научные исследования и имеющийся эксплуатационный опыт позволили внедрить на ряде энергоблоков сверхкритических параметров пара НКВР (нейтрально-кислородный водный режим) с дозированием в тракт основного конденсата избыточного количества кислорода. Переход энергоблока с традиционного гидразин-аммиачного водного режима на НКВР возможен при условии низкой удельной электрической проводимости конденсата, не превышающей 0,2 мкСм/см, т. ё. при 100%-ной очистке конденсата в БОУ (блочной обессоливающей установке).

При оптимальной начальной концентрации дозированного кислорода примерно 200 мкг/кг НКВР улучшает коррозионное состояние конденсатно-питательного тракта, уменьшает вынос в поверхности нагрева котла соединений железа.

Вследствие этого удается увеличить более чем вдвое периоды между водными промывками НРЧ (нижней радиационная часть) прямоточных котлов. Ввод избыточного кислорода в тракт, например, на входе конденсатных насосов после БОУ, приводит к образованию защитных оксидных и гидрооксидных пленок на перлитных сталях и к значительному подавлению коррозии.

Советский опыт применения НКВР показал, что благоприятное влияние избыточного кислорода позволяет отказаться от использования нержавеющих сталей при изготовлении трубок поверхностей нагрева регенеративных подогревателей и использовать низколегированную перлитную сталь для этой цепи.

На некоторых ТЭС переход к НКВР осуществлен путем закрытия выпара из деаэратора питательной воды и вводом в тракт перед конденсатными насосами II ступени кислорода в количестве 150—200 мкг/кг, 100 %-ной очисткой конденсата в БОУ. Применение НКВР при открытом выпаре деаэратора позволяет вывести углекислоту, образующуюся при термическом разложении бикарбонатов в конденсатном тракте. При такой схеме работы дозировка кислорода должна осуществляться в двух точках — на входе конденсатных и питательных насосов.

Использование бездеаэраторных схем энергоблоков связано не только с возможностью отказа от деаэрации воды при переходе к нейтрально-кислородному водному режиму. При этом повышается экономичность турбоустановки из-за отсутствия дросселирования отборного пара и выпара деаэратора, снижается расход электроэнергии на собственные нужды (отсутствие бустерных насосов), уменьшаются капиталовложения, отпадает необходимость предпусковой деаэрации воды. Однако следует помнить, что деаэратор выполняет в тепловой схеме ряд ответственных функций, связанных с работой системы регенерации и питательной установки. К нему подводятся дренажи греющего пара ПВД, пар из расширителя непрерывной продувки, конденсат испарителей, пар уплотнений турбины и штоков стопорно-регулирующих клапанов. В деаэраторный бак возвращается питательная вода линии рециркуляции питательных насосов и т. п.

3 Расчетная часть

3.1 Расчет тепловой схемы до реконструкции

3.1.1 Исходные данные

Установленная мощность – 800 МВт, полная тепловая нагрузка – 164 МВт, район размещения – г. Шарыпово, топливо – Березовский бурый уголь.

Тепловая схема энергоблока представлена на рисунке 3.1. Выполнена в виде моноблока турбины К-800-240-5 и котлоагрегата П-67.

Турбина К-800-240-5 [3] мощностью 800 МВт, давление острого пара- 23,5 МПа, рассчитана на сверхкритические параметры пара с одноступенчатым промежуточным перегревом. Турбина имеет пять цилиндров: ЦВД выполнен “петлевым”, ЦСД и ЦНД выполнены двухпоточными. Свежий пар с параметрами 23,5 МПа и температурой 540°С через группу стопорных и регулирующих клапанов поступает в двухкорпусный ЦВД, после чего направляется в промежуточный перегреватель парового котла при давлении 3,77 МПа и температуре 289 °С. После промежуточного перегрева пар с давлением 3,24 МПа и темпере 540 °С подводится через стопорные и регулирующие клапаны в середину двухпоточного ЦСД, из ЦСД отводится в три двухпоточных цилиндра низкого давления, Конечное давление в двухсекционном конденсаторе составляет 0,0034 МПа.

Турбина восемь регулирующих отборов пара: два из ЦВД, четыре из ЦСД и два из ЦНД.

Конденсационная группа состоит из двух продольно расположенных в фундаменте однородных конденсаторов типа 800 КЦС-5. Для отсоса паровоздушной смеси установлены три водоструйных эжектора тина ЭВ-7-1000, обеспечивающих протекание нормального теплообмена в конденсаторах.

Конденсационная установка имеет три конденсационных насоса типа КСВ-1000-95 предназначенных для откачки конденсата из конденсатора и подачи его на БОУ.

Охлаждающая вода в конденсаторы подается двумя циркуляционными насосами типа ОВ-2-185.

Регенеративная схема предназначена для подогрева питательной воды паром до температуры 271°С, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. В состав регенеративной установки входит следующие оборудование: ПВД, деаэратор, ПНД, охладитель пара из уплотнений, конденсатные насосы.

Питательная установка имеет конденсационный турбопривод, питаемый паром из третьего отбора. Конденсат турбопривода конденсатным насосом направляется в основной конденсатор.

Особенностью тепловой схемы энергоблока с турбиной К-800-240 пятой модификации является применение смешивающих подогревателей низкого давления, в которых вместо конденсатных насосов используется сила гравитации. Для этого подогреватели устанавливают на разных высотах так, чтобы разность давлений уравновешивалась массой столба воды в водоперепускной трубе между смежными аппаратами.

Система регенерации высокого давления предназначена для подогрева питательной воды, подаваемыми насосами из деаэратора в котлоагрегат.

Деаэрационная установка блока 800МВт состоит из деаэрационной колонки и аккумуляторного бака, и предназначена для удаления из питательной воды коррозионно-агресивных газов, для подогрева питательной воды и для создания рабочего резерва воды в баке аккумуляторе.

В схеме предусмотрена установка по подогреву сетевой воды. Для подогрева сетевой воды используется пар из четвертого и шестого отборов турбины с параметрами P_5=0,578 МПа и i_5=3081кДж/кг, P_6=0,28 МПа и i_6=2928 кДж/кг.

Чтобы выдержать тепловой график сети температура выхода воды из верхнего сетевого подогревателя 150°С. Температура за нижней ступенью сетевой установки равна 125°С. Температура обратной сетевой воды 70°С. Конденсат греющего пара из пятого шестого отборов сливается в деаэратор.

Температура химически очищенной воды 30°С.

Подогрев в сальниковом подогревателе 5°С.

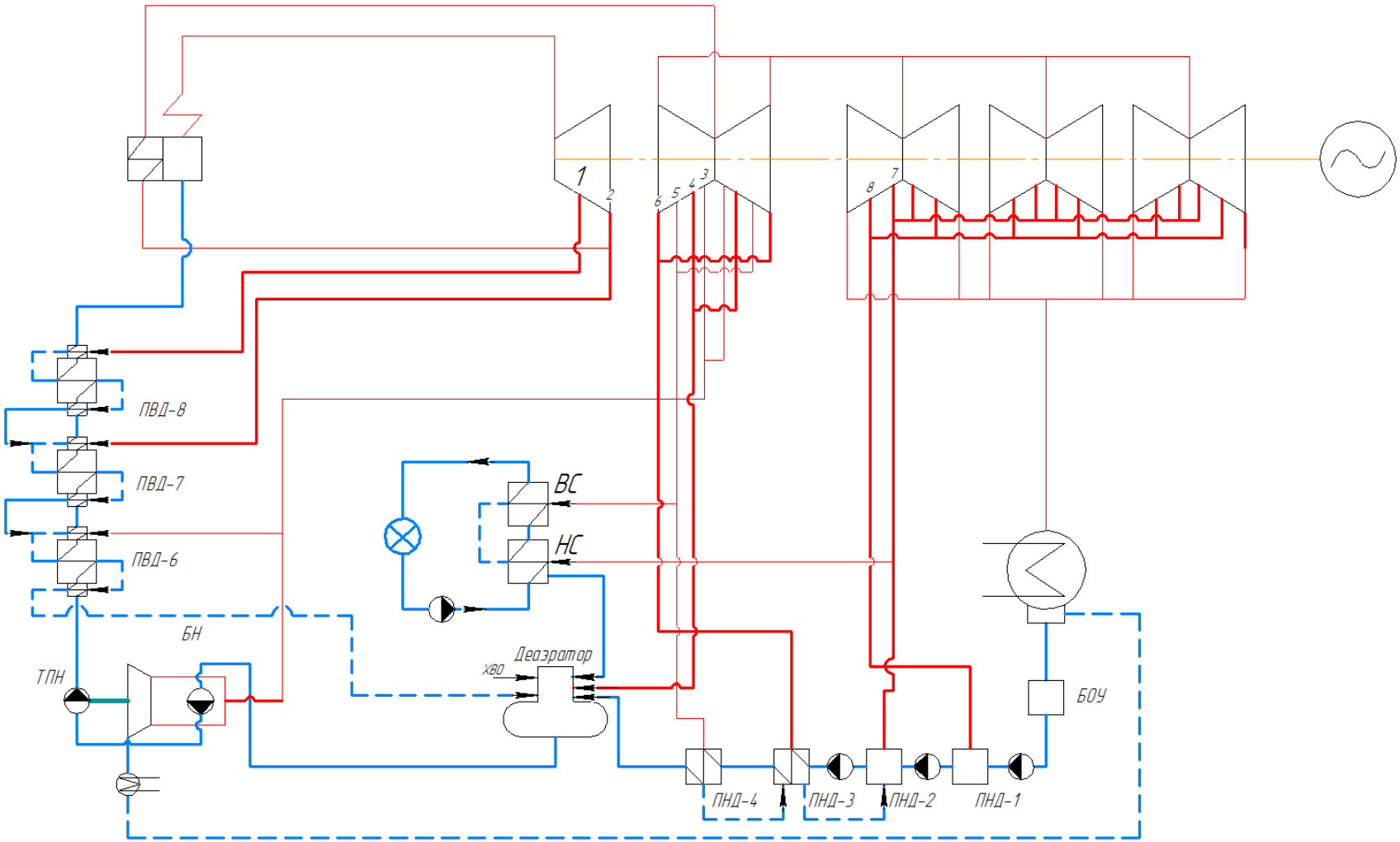


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема до реконструкции

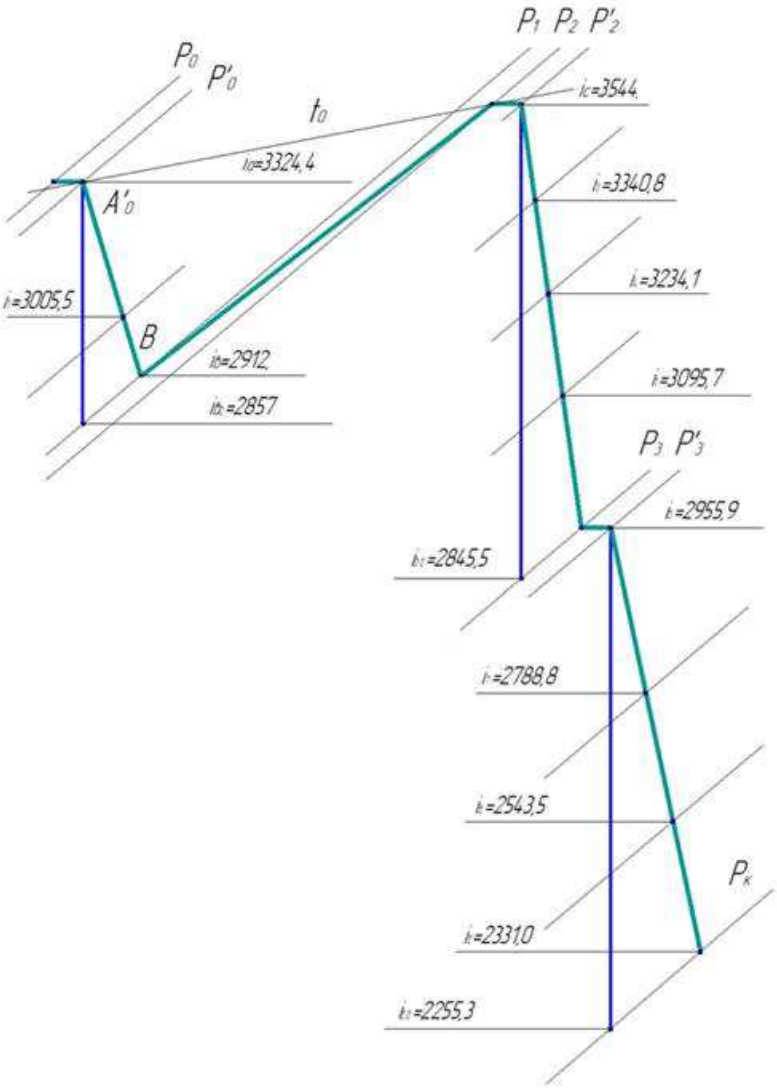
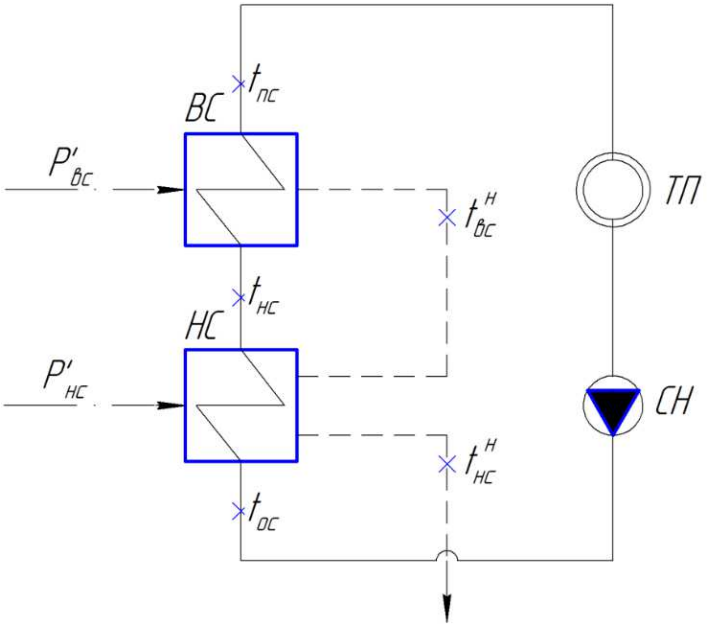


Рисунок 3.2 – Процесс расширения пара в турбине

Технические характеристики турбины представлены в таблице 1.1.

3.1.2 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Схема включения установки по подогреву сетевой воды представлена на рисунке 3.3.



ВС – верхний сетевой подогреватель; НС – нижний сетевой подогреватель; СН – сетевой насос; ТП – тепловой потребитель

Рисунок 3.3 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{турб}}}{c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})} \quad (1)$$

где $c_{\text{в}} = 4{,}168$ – теплоемкость воды, кДж/кг.

$Q_{\text{от}}^{\text{турб}} = 164000$ – максимальная тепловая нагрузка на турбину, кВт.

$$G_{\text{св}} = \frac{164000}{4{,}186 \cdot (150 - 70)} = 652{,}97$$

Давления в сетевых подогревателях с учетом потерь давления в паропроводах 3%, МПа:

$P_{\text{вс}} = 0{,}502$

$P_{\text{нс}} = 0{,}11$

Температура сетевой воды после нижнего СП, °С:

$t_{нс} = 102{,}292$

Энтальпия насыщения конденсирующегося пара верхнего и нижнего СП, кДж/кг:

$\bar{t}^{н}_{вс} = 640{,}893$

$\bar{t}^{н}_{нс} = 428{,}755$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{вс} = \frac{G_{св} \cdot (\bar{t}_{пс} - \bar{t}_{нс})}{(i_{вс} - \bar{t}^{н}_{вс}) \cdot \eta} \quad (2)$$

где $\bar{t}_{пс} = t_{пс} \cdot c_{в} = 150 \cdot 4{,}186 = 633{,}864$ – энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг;

$\bar{t}_{нс} = t_{нс} \cdot c_{в} = 102{,}292 \cdot 4{,}186 = 428{,}194$ – энтальпия сетевой воды после нижнего СП , кДж/кг.

$$D_{вс} = \frac{652{,}97 \cdot (633{,}864 - 428{,}775\ )}{(3095 - 640{,}893) \cdot 0{,}98} = 34{,}085$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{нс} = \frac{G_{св} \cdot (\bar{t}_{нс} - \bar{t}_{ос}) - D_{вс} \cdot (\bar{t}^{н}_{вс} - \bar{t}^{н}_{нс}) \cdot \eta}{(i_{нс} - \bar{t}^{н}_{нс}) \cdot \eta} \quad (3)$$

где $\bar{t}_{ос} = t_{ос} \cdot c_{в} = 70 \cdot 4{,}186 = 293{,}02$ – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$D_{нс} = \frac{652{,}97 \cdot (428{,}775 - 293{,}018) - 34.085 \cdot (640{,}893 - 428{,}775) \cdot 0{,}98}{(2788{,}852 - 428{,}775) \cdot 0{,}98} = 33{,}035$$

Таблица 3.1 – Параметры по элементам схемы

Наименование параметра	Элементы схемы										
	ПВД8	ПВД7	ПВД6	Д	ПНД4	ПНД3	ПНД2	ПНД1	ВС	НС	К
Давление пара в отборе, бар	60,6	37,7	16,3	10,69	5,78	2,8	1,13	0,21	5,78	1,13	0,04
Давление пара у подогревателя, бар	57,57	35,815	15,485	6	5,491	2,66	1,0735	0,1995	5,491	1,07	0,0332
Температура конденсата греющего пара, °С	272,9	243,9	199,8	158,83	155,4	129,5	101,5	60,059	152	101,5	25,805
Энтальпия конденсата,греющего пара, кДж/кг	1199,9	1056,1	851,5	670,5	655,6	544,1	425,47	251,4	640,9	425,46	108,20
Температура питательной воды за, °С	270,9	241,9	197,8	156,83	150,39	124,47	96,508	55,059	150	96,51	20,805
Энтальпия питательной воды за, кДж/кг	1134	1012,6	828	656,5	629,54	521,03	403,98	230,48	627,9	403,98	87,09
Энтальпия греющего пара, кДж/кг	3005,10	2912	3340,9	3234,2	3095,8	2956	2788,9	2543,7	3096	2789	2398,5
Использованный теплоперепад, кДж/кг	318,948	412,29	615,4	722,15	860,59	1000,4	1167,5	1412,8	860,6	1167,49	1557,9

3.1.3 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на верхний СП:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (4)$$

где $i_{\text{вс}}$ – энтальпия отопительного отбора на верхний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$i_{\text{к}}$ - энтальпия конденсата, по таблице 3.1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

$$y_{\text{вс}} = \frac{3095{,}759 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}448$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на нижний СП:

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (5)$$

где $i_{\text{нс}}$ – энтальпия отопительного отбора на нижний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$$y_{\text{нс}} = \frac{2788{,}852 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}251$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на турбопривод ПН:

$$y_{\text{тпн}} = \frac{i_{\text{з}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \quad (6)$$

$$y_{\text{тпн}} = \frac{2398{,}493 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}605$$

Расход пара на ТПН, кг/с:

$$D_{\text{тпн}} = \frac{G_{\text{пв}} \cdot V_{\text{пв}} \cdot P_{\text{пн}} \cdot 10^3}{H_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{тп}}} \quad (7)$$

$$D_{\text{тпн}} = \frac{767{,}927 \cdot 0{,}00113 \cdot 32{,}4 \cdot 10^3}{1058{,}3 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}98} = 33{,}886$$

Принимаем коэффициент регенерации $k_{\text{рег}} = 1{,}267$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} + y_{\text{тпн}} \cdot D_{\text{тпн}}\right) \quad (8)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад [таблица 2.1], кДж/кг.

$$D_{\text{т}} = 1{,}267 \cdot \left(\frac{800000}{1557.856 \cdot 0{,}98} + 0{,}448 \cdot 34{,}085 + 0{,}251 \cdot 33{,}035 + 0{,}605 \cdot 33{,}886\right) = 719{,}707$$

3.1.4 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0{,}005 \cdot D_{\text{т}} = 0{,}005 \cdot 719{,}707 = 3{,}599$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0{,}01 \cdot D_{\text{т}} = 0{,}01 \cdot 719{,}707 = 7{,}197$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{2}{100} \cdot 719{,}707 = 14{,}394$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{пг}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{2+1{,}2}{100} \cdot 719{,}707 = 23{,}031$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (9)$$
$$D_{\text{пе}} = 719{,}707 + 3{,}599 + 7{,}197 + 14{,}394 + 23{,}031 = 767{,}927$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 767{,}929$$

3.1.5 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 3.4.

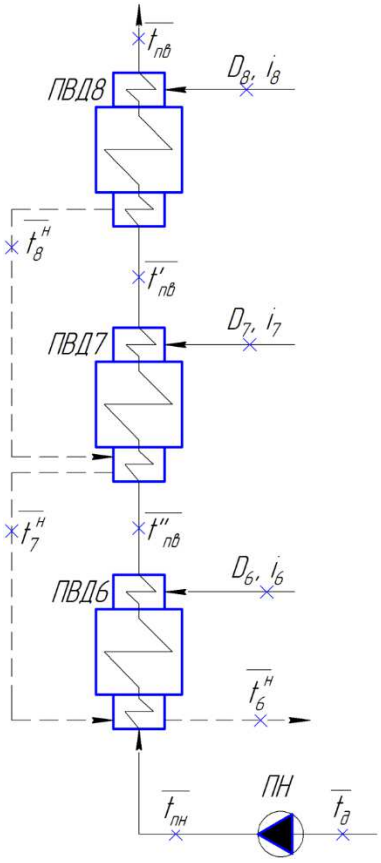


Рисунок 3.4 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8 \cdot (i_8 - \bar{t}_8^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}'_{\text{пв}}) \quad (10)$$

Отсюда расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_8 = \frac{G_{\text{пв}}(\bar{t}_{\text{пв}} + \bar{t}'_{\text{пв}})}{(i_8 - \bar{t}_8^{\text{н}})\eta} = \frac{767{,}927 \cdot (1133{,}996\text{-}1012{,}577)}{(3005{,}409\text{-}1199{,}916) \cdot 0{,}98} = 52{,}697$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta + D_8 \cdot (\bar{t}_8^{\text{н}} - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) \quad (11)$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) - D_8 \cdot (\bar{t}_8^{\text{н}} - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta}{(i_7 - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta}$$

$$D_7 = \frac{767{,}927\cdot(1012{,}577\text{-}828{,}095)-52{,}697\cdot(1199{,}916\text{-}1056{,}182)\cdot 0{,}98}{(2912{,}063\text{-}1056{,}182)\cdot 0{,}98} = 73{,}811$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$D_6 \cdot (i_6 - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta + (D_7 + D_8) \cdot (\bar{t}_{н7} - \bar{t}_{н6}) \cdot \eta = G_{пв} \cdot (\bar{t}''_{пв} - \bar{t}_{пн}) \qquad (12)$$

Расход пара на ПВД-6, кг/с:

$$D_6 = \frac{G_{пв}\cdot(\bar{t}''_{пв}-\bar{t}_{пн})-(D_7+D_8)\cdot(\bar{t}_{н7}-\bar{t}_{н6})\cdot\eta}{(i_6-\bar{t}_{н6})\cdot\eta}$$

$$D_6 = \frac{767{,}927\cdot(828{,}095-700{,}61)-(73{,}811+52{,}697)\cdot(1056{,}182-851{,}606)\cdot 0{,}98}{(3340{,}952-851{,}606)\cdot 0{,}98} = 29{,}734$$

где $\bar{t}_{пн}$ – энтальпия питательной воды на входе в ПВД – 6 с учетом нагрева в питательном насосе, кДж/кг

$$\bar{t}_{пн} = h_д + \frac{\Delta P_{пн}\cdot V}{\eta_н} \qquad (13)$$

где $\Delta P_{пн}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Па;

$V = 0{,}00113$ м3/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_н = 0{,}83$ – КПД питательного насоса.

$$\bar{t}_{пн} = 656{,}499 + \frac{(33-0{,}6)\cdot 10^3\cdot 0{,}00108}{0{,}83} = 700{,}61$$

3.1.6 Расчёт деаэратора

Расчетная схема деаэратора представлена на рисунке 3.5.

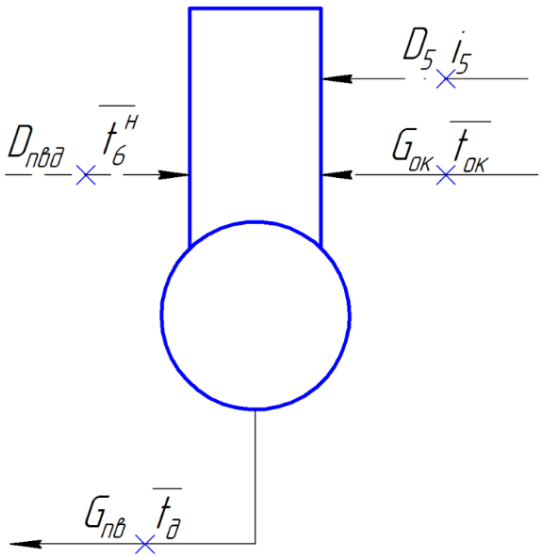


Рисунок 3.5 - Схема включения деаэратора

Уравнение материального баланса:

$$G_{пв} = (D_8 + D_7 + D_6) + D_5 + G_{ок} + G_{хов} + G_{вс} + G_{нс} + G_{вып} \quad (15)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{пв} \cdot \bar{t}_д = (D_8 + D_7 + D_6) \cdot \bar{t}_{н6} + D_5 \cdot i_5 + G_{ок} \cdot \bar{t}_{ок} + G_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} + G_{вс} \cdot$$
$$\cdot \bar{t}_{вс} \cdot G_{нс} + \bar{t}_{нс} + G_{вып} \cdot \bar{t}_{вып} \quad (16)$$

Подставим значения:

$$767{,}927 = (52{,}697 + 73{,}811 + 29{,}734) + D_5 + G_{ок} + 37{,}855 +$$
$$+34{,}085 + 33{,}035 + 3{,}84$$
$$767{,}927 \cdot 656{,}5 = (52{,}697 + 73{,}811 + 29{,}734) \cdot 851{,}6 + D_5 \cdot 3234{,}2 +$$
$$+G_{ок} \cdot 629{,}5 + 41{,}264 \cdot 125{,}58 + (34{,}085 + 33{,}035) \cdot 425{,}47 + 3{,}8412 \cdot$$
$$\cdot 662{,}02$$

Решив систему уравнений, получим:

$D_5 = 7{,}822$ кг/с
$G_{ок} = 491{,}639$ кг/с

3.1.7 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Расчетная схема регенеративной схемы (ПНД) представлена на рисунке 2.6.

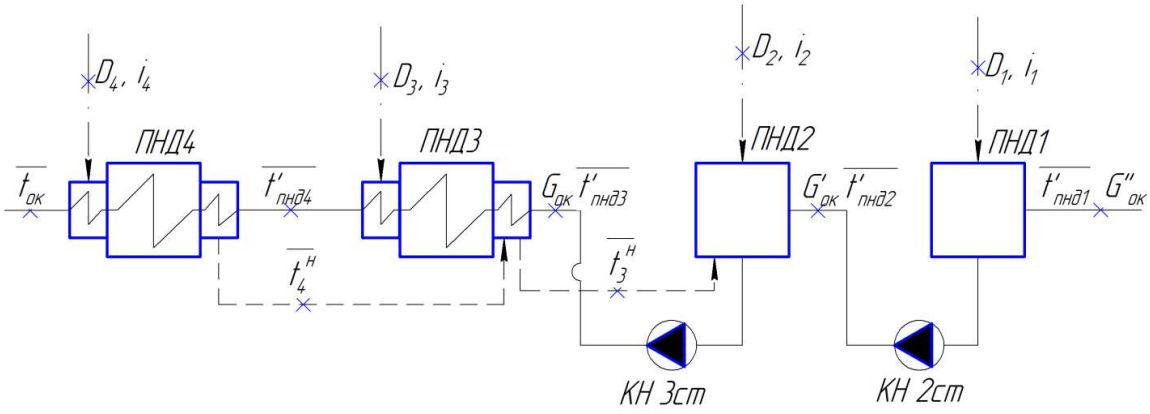


Рисунок 3.6 - Схема включения регенеративной схемы (ПНД)

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}_4^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}_{\text{ок}} - \bar{t}'_{\text{пнд4}}) \tag{17}$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}''_{\text{пнд4}} + \bar{t}'_{\text{пнд4}})}{(i_4 - \bar{t}_4^{\text{н}}) \cdot \eta} = \frac{491{,}639 \cdot (629{,}541\text{-}521{,}031)}{(3095{,}759\text{-}655{,}574) \cdot 0{,}98} = 22{,}308$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta + D_4 \cdot (\bar{t}_4^{\text{н}} - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пнд4}} - \bar{t}'_{\text{пнд3}}) \tag{18}$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{\text{ок}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пнд4}} - \bar{t}'_{\text{пнд3}}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4^{\text{н}} - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3^{\text{н}}) \cdot \eta}$$

$$D_3 = \frac{491{,}339 \cdot (521{,}03\text{-}403{,}982) - 22{,}308 \cdot (655{,}574\text{-}544{,}123) \cdot 0{,}98}{(2955{,}973\text{-}544{,}123) \cdot 0{,}98} = 23{,}316$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} = D_2 + D_3 + D_4 + G'_{\text{ок}} \tag{19}$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_2^{\text{н}} = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4) \cdot \bar{t}_3^{\text{н}} + G'_{\text{ок}} \cdot \bar{t}'_{\text{пнд2}} \tag{20}$$

Подставим значения:

$$491{,}639 = D_2 + 23{,}316 + 22{,}308 + G'_{ок}$$
$$91{,}639 \cdot 425{,}5 = D_2 \cdot 2788{,}89 + (23{,}316 + 22{,}308) \cdot 544{,}12 + G'_{ок} \cdot 230{,}477$$

Решив систему уравнений, получим:

$D_2 = 31{,}877$ кг/с

$G'_{ок} = 414{,}18$ кг/с

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} = D_1 + G''_{ок} \quad (21)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_1^{н} = D_1 \cdot i_1 + G''_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} \quad (22)$$

Подставим значения:

$$414{,}18 = D_1 + G''_{ок}$$
$$414{,}138 \cdot 230{,}477 = D_1 \cdot 22543{,}56 + G''_{ок} \cdot 87{,}09$$

Решив систему уравнений, получим:

$D_1 = 24{,}174$ кг/с
$G''_{ок} = 389{,}964$ кг/с

3.1.8 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_к = G''_{ок} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{тпн}) \quad (23)$$
$$D_к = 389{,}964 - (3{,}599 + 7{,}197 + 33{,}886) = 345{,}282$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_т = D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_8 + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн} + D_к$$
$$D_т = 24{,}174 + 31{,}877 + 23{,}316 + 22{,}308 + 22{,}308 + 29{,}734 + +73{,}811 + 52{,}697 + 34{,}085 + 33{,}035 + 33{,}886 + 389{,}964 = 712{,}027$$

Проверка по балансу мощности:

$$W'_э = \left[\sum_{i=1}^{8} D_i^{отб} \cdot h_i^{отб} + H_i \cdot D_к\right] \cdot \eta_{эм} \quad (24)$$

$W'_э = (52{,}697 \cdot 318{,}948 + 73{,}811\ 412{,}294 + 29{,}734 \cdot 615{,}397 + 7{,}822 \cdot 722{,}152 + (22{,}308 + 34{,}085) \cdot 860{,}59 \cdot 1167{,}496 + 24{,}174 \cdot 1412{,}788 + +345{,}282 \cdot 1577{,}856 + 33{,}886 \cdot 615{,}397) \cdot 0{,}98 = 795498{,}5$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_э$:

$$\delta = \left|\frac{W_э - W'_э}{W_э}\right| \cdot 100\% = \left|\frac{800000 - 795498{,}5}{800000}\right| \cdot 100 = 0{,}56\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

3.1.9 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{ту} = D_т \cdot (i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп}) + G_{хов} \cdot (\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{хов} \cdot C_в) \quad (25)$$

$Q_{ту} = 712{,}027 \cdot (3324{,}357 - 1134) + 641{,}419 \cdot (3544{,}054 - 2912{,}063) + +41{,}264 \cdot (1133{,}996 - 30 \cdot 4{,}186) = 2006580{,}197$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_т = D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}^н_{вс}) + D_{нс} \cdot (i_{нс} - \bar{t}^н_{нс}) \quad (26)$$

$Q_т = 34{,}085 \cdot (3095{,}759 - 640{,}893) + 33{,}035 \cdot (2788{,}852 - -428{,}775) = 161639{,}79$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q^э_{ту} = Q_{ту} - Q_т \quad (27)$$

$Q^э_{ту} = 2006580{,}197 - 161639{,}79 = 1844940{,}407$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{пе} = D_{пе} \cdot (i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп}) \quad (28)$$

$Q_{пе} = 712{,}027 \cdot (3324{,}357 - 1133{,}996) + 641{,}419 \cdot (3544{,}054 - -2912{,}063 = 1964968{,}54$

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q^р_н \cdot \eta_{пг}} = \frac{1964968{,}54}{29310 \cdot 0{,}92} = 72{,}871$$

где $Q^р_н$ - теплотворная способность условного топлива, кДж/кг.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$В_э = В \cdot К_э \frac{W_{от}}{W - W_э^{сн}} \quad (29)$$

где В – полный расход топлива на блок, кг/с;

$К_э$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{от}$ – отпущенная мощность, кВт;

$W_э$ – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_э^{сн}$– мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 5%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{отп} = W_э - е_{сн} \cdot W = 800000 - 0{,}05 \cdot 800000 = 760000$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{ээ}^{сн} = е_{ээ}^{сн} \cdot W_э = 0{,}05 \cdot 800000 = 40000$$

где $е_{ээ}^{сн}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_э = \frac{Q_{ту}^{э} + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб}}{Q_{ту}^{э} + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб} + Q_{ту}^{т}} \quad (30)$$

$$K_э = \frac{1844940{,}4 + 92247{,}02 + 91768{,}473}{1844940{,}4 + 92247{,}02 + 91768{,}473 + 161639{,}79} = 0{,}926$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_т^{отб}}{Q_{ту}^{т}} \quad (31)$$

где $Q_{вс}$, $Q_{вс}$– тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_{\text{т}}^{\text{отб}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{т}}}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + \text{К}\frac{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{вс}}}{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{к}}}\right) \quad (32)$$

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{3095{,}357\text{-}2398{,}493}{3324{,}36+2398{,}49\text{-}632} \cdot \left(1 + 0{,}42\frac{3324{,}357+632\text{-}3095{,}759}{3324{,}357+632\text{-}2398{,}493}\right) = 0{,}551$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + \text{К}\frac{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{нс}}}{i_0 + q_{\text{пп}} - i_{\text{к}}}\right) \quad (33)$$

$$\xi_{\text{нс}} = \frac{2788{,}852\text{-}2398{,}493}{3324{,}36+2398{,}49\text{-}632} \cdot \left(1 + 0{,}42\frac{3324{,}357+632\text{-}3095{,}759}{3324{,}357+632\text{-}2398{,}493}\right) = 0{,}329$$

К – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, принимаем равным 0,42 [2].

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0{,}05 \cdot Q_{\text{ту}} = 0{,}05 \cdot 1844940{,}4 = 92247{,}02$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$\text{В}_{\text{э}}^{\text{усл}} = 72{,}871 \cdot 0{,}926 \cdot \frac{728000}{800000-40000} = 67{,}494$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$\text{В}_{\text{т}} = \text{В} - \text{В}_{\text{э}} \quad (34)$$

$$\text{В}_{\text{т}}^{\text{усл}} = 72{,}871 - 67{,}494 = 5{,}377$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{\text{э}} = \frac{\text{В}_{\text{э}} \cdot 3600}{W_{\text{отп}}} = \frac{67{,}494 \cdot 3600}{760000} = 0{,}3197 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч} \quad (35)$$

$$b_{\text{т}} = \frac{\text{В}_{\text{т}} \cdot 10^6}{Q_{\text{от}}} = \frac{5{,}377 \cdot 10^6}{164000} = 33{,}904 \text{ кг/ГДж} \quad (36)$$

3.2 Расчет реконструированной схемы

В такой схеме деаэрация происходит в конденсаторе турбины и вакуумных смешивающих подогревателях низкого давления. Первый и второй ПНД выполнены смешивающего типа и имеют в своих корпусах отдельный демпфирующий запас воды. Деаэратор исключен из схемы и заменен дополнительным пятым ПНД поверхностного типа. Дополнительно из схемы исключены бустерные насосы, в качестве них служат конденсатные насосы последней ступени.

Перед питательным насосом в тепловую схему добавлен смеситель, в который поступают дренажи греющего пара после ПНД-8 и ПНД-7. Благодаря этому температура питательной воды увеличилась перед ПН и позволило отказаться от ПВД-6. Несмотря на с отсутствие деаэратора, остается необходимость в поддержании достаточного уровня воды. Дополнительный запас воды предусмотрен в баках запаса конденсата (БЗК), он используется при работе регулятора уровня в конденсаторе (РУК). Также предусмотрены автоматические регуляторы уровня в смешивающих ПНД.

Расчетная реконструированная тепловая схема представлена на рисунке 3.7.

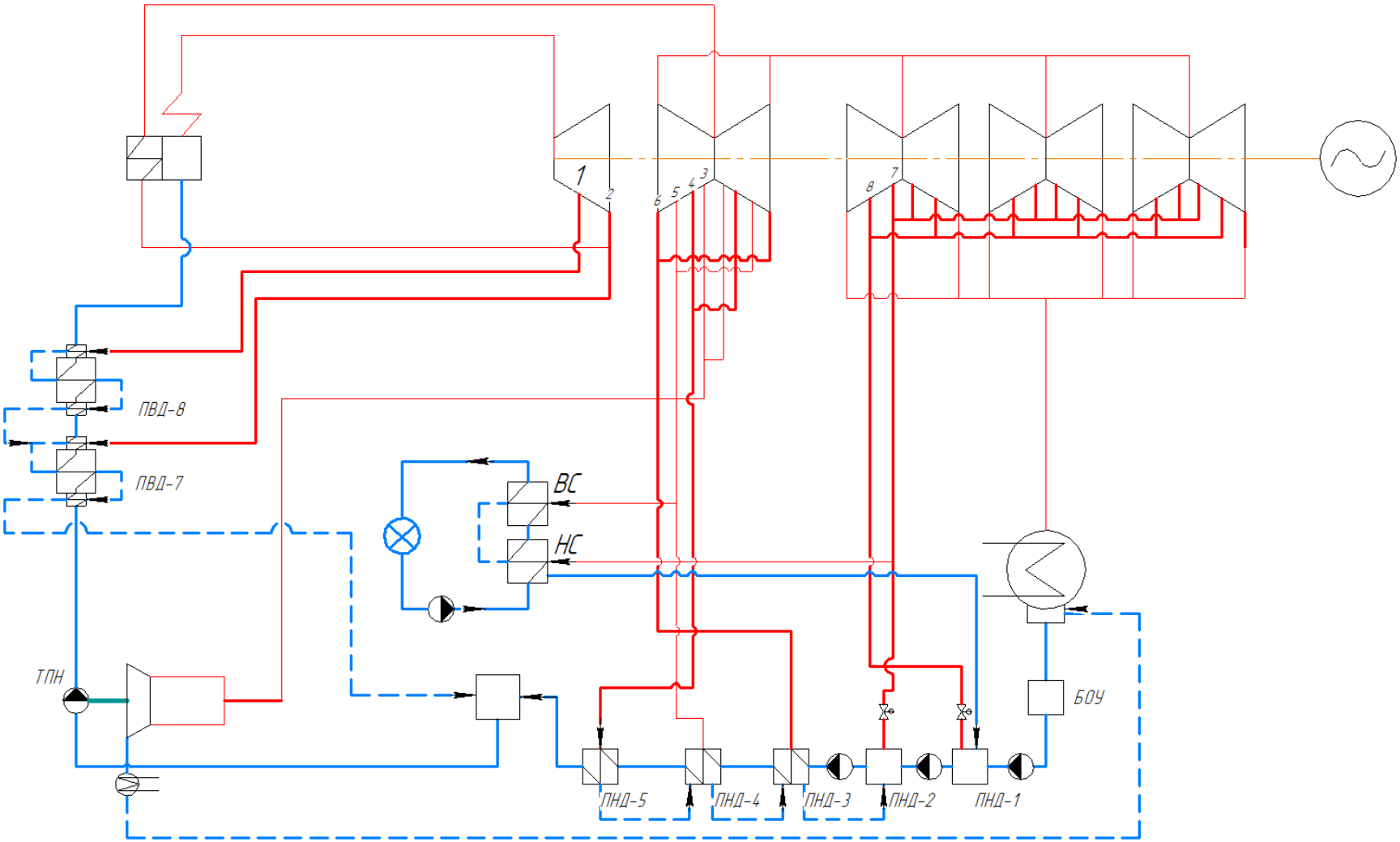


Рисунок 3.7 – Расчетная реконструированная тепловая схема

3.2.1 Определение расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на верхний СП:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{вс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \tag{37}$$

где $i_{\text{вс}}$ – энтальпия отопительного отбора на верхний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$i_{\text{к}}$ - энтальпия конденсата, по таблице 3.1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

$$y_{\text{вс}} = \frac{3095{,}759 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}448$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на нижний СП:

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{нс}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \tag{38}$$

где $i_{\text{нс}}$ – энтальпия отопительного отбора на нижний СП, по таблице 3.1, кДж/кг;

$$y_{\text{нс}} = \frac{2788{,}852 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}251$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на турбопривод ПН:

$$y_{\text{тпн}} = \frac{i_{\text{з}} - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}} + q_{\text{пп}}} \tag{39}$$

$$y_{\text{тпн}} = \frac{2398{,}493 - 2398{,}493}{3324{,}357 - 2398{,}493 + 631{,}991} = 0{,}605$$

Расход пара на ТПН, кг/с:

$$D_{\text{тпн}} = \frac{G_{\text{пв}} \cdot V_{\text{пв}} \cdot P_{\text{пн}} \cdot 10^3}{H_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{тп}}} \tag{40}$$

$$D_{\text{тпн}} = \frac{746{,}082 \cdot 0{,}00113 \cdot 32{,}4 \cdot 10^3}{1058{,}3 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}98} = 32{,}922$$

Принимаем коэффициент регенерации $k_{\text{рег}} = 1{,}233$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = k_{\text{рег}} \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}}\right) \quad (41)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад [таблица 2.1], кДж/кг.

$$D_{\text{т}} = 1{,}267 \cdot \left(\frac{800000}{1557.856 \cdot 0{,}98} + 0{,}448 \cdot 34{,}085 + 0{,}251 \cdot 33{,}035 + 0{,}605 \cdot 32{,}922\right) = 699{,}845$$

3.2.2 Баланс пара и конденсата

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

$$D_{\text{эж}} = 0{,}005 \cdot D_{\text{т}} = 0{,}005 \cdot 699{,}845 = 3{,}499$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0{,}01 \cdot D_{\text{т}} = 0{,}01 \cdot 699{,}845 = 6{,}998$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ут}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{2}{100} \cdot 699{,}845 = 13{,}997$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{пг}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{2+1{,}2}{100} \cdot 699{,}845 = 22{,}395$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{т}} + D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_{\text{ут}} + D_{\text{сн}} \quad (42)$$

$$D_{\text{пе}} = 699{,}845 + 3{,}499 + 6{,}998 + 13{,}997 + 22{,}395 = 746{,}734$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 746{,}734$$

3.2.3 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 3.8.

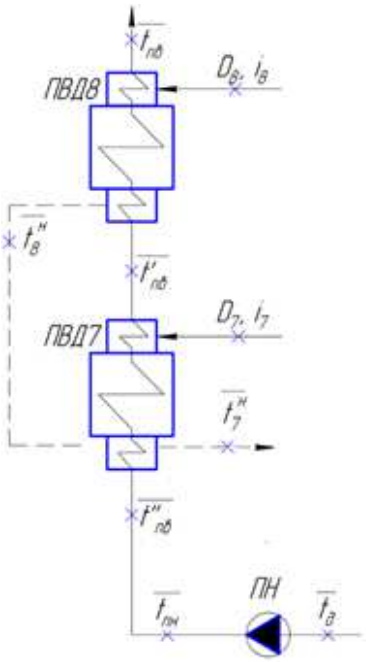


Рисунок 3.8 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-8:

$$D_8 \cdot (i_8 - \bar{t}_8^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв}} - \bar{t}'_{\text{пв}}) \quad (43)$$

Отсюда расход пара на ПВД-8, кг/с:

$$D_8 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}_{\text{пв}} + \bar{t}'_{\text{пв}})}{(i_8 - \bar{t}_8^{\text{н}}) \cdot \eta} = \frac{746{,}734 \cdot (1133{,}996\text{-}1012{,}577)}{(3005{,}409\text{-}1199{,}916) \cdot 0{,}98} = 51{,}243$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$D_7 \cdot (i_7 - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta + D_8 \cdot (\bar{t}_8^{\text{н}} - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta = G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) \quad (44\ )$$

Отсюда расход пара на ПВД-7, кг/с:

$$D_7 = \frac{G_{\text{пв}} \cdot (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) - D_8 \cdot (\bar{t}_8^{\text{н}} - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta}{(i_7 - \bar{t}_7^{\text{н}}) \cdot \eta}$$

$$D_7 = \frac{746{,}734 \cdot (1012{,}577\text{-}828{,}095) - 51{,}243 \cdot (1199{,}916\text{-}1056{,}182) \cdot 0{,}98}{(2912{,}063\text{-}1056{,}182) \cdot 0{,}98} = 77{,}767$$

3.2.4 Расчёт смесителя

Расчетная схема смесителя представлена на рисунке 3.9.

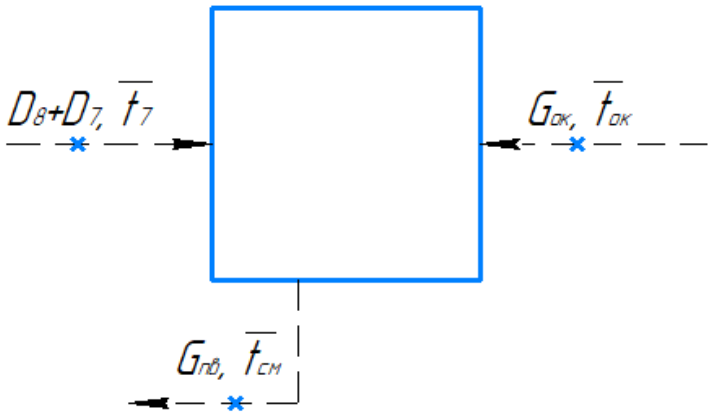


Рисунок 3.9 – Схема включения смесителя

Уравнение материального баланса:

$$G_{\text{пв}} + D_{\text{ут}} = (D_8 + D_7) + G_{\text{ок}} \quad (45)$$

$$G_{\text{ок}} = G_{\text{пв}} + D_{\text{ут}} - D_8 - D_7 = 746{,}734 + 13{,}997 - 51{,}243 - 77{,}767$$

$$G_{\text{ок}} = 631{,}722 \text{ кг/с}$$

3.2.5 Расчёт регенеративной схемы ПНД

Расчетная схема подогревателей низкого давления представлена на рисунке 3.10.

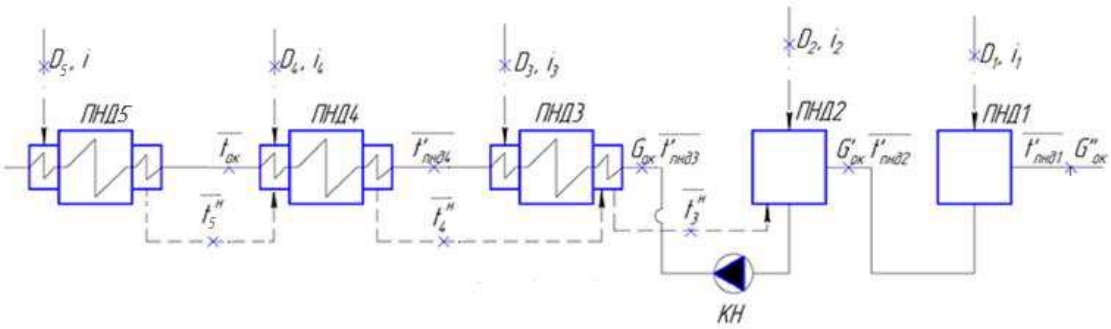


Рисунок 3.10 – Регенеративная схема ПНД

Греющим паром для ПНД-5 является пар четвертого отбора, который до реконструкции поступал в деаэратор.

Уравнение теплового баланса для ПНД-5:

$$G_{ок} \cdot (\bar{t}''_{пнд5} - \bar{t}'_{пнд5}) \cdot \eta = D_5 \cdot (i_5 - \bar{t}^{н}_5) \quad (46)$$

Расход пара на ПНД-5, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{ок} \cdot (\bar{t}''_{пнд5} - \bar{t}'_{пнд5})}{(i_5 - \bar{t}^{н}_5) \cdot \eta} = \frac{631{,}722 \cdot (747{,}523\text{-}629{,}541)}{(3234{,}196\text{-}765{,}75) \cdot 0{,}98} = 30{,}81$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-4:

$$D_4 \cdot (i_4 - \bar{t}^{н}_4) \cdot \eta = G_{ок} \cdot \left(\bar{t}_{ок} - \bar{t}'_{пнд4}\right) + D_5 \cdot (\bar{t}^{н}_5 - \bar{t}^{н}_4) \quad (47)$$

Расход пара на ПНД-4, кг/с:

$$D_4 = \frac{G_{ок} \cdot \left(\bar{t}''_{пнд4} + \bar{t}'_{пнд4}\right) + D_5 \cdot (\bar{t}^{н}_5 - \bar{t}^{н}_4)}{(i_4 - \bar{t}^{н}_4) \cdot \eta}$$

$$D_4 \frac{631{,}722 \cdot (629{,}541\text{-}521{,}031) + 30{,}81 \cdot (747{,}523 - 629{,}541)}{(3095{,}759\text{-}655{,}574) \cdot 0{,}98} = 30{,}185$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$D_3 \cdot (i_3 - \bar{t}^{н}_3) \cdot \eta + (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}^{н}_4 - \bar{t}^{н}_3) \cdot \eta = G_{ок} \cdot (\bar{t}'_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд3}) \quad (48)$$

Отсюда расход пара на ПНД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{ок} \cdot \left(\bar{t}'_{пнд4} - \bar{t}'_{пнд3}\right) - (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}^{н}_4 - \bar{t}^{н}_3) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}^{н}_3) \cdot \eta}$$

$$D_3 = \frac{631{,}722 \cdot (521{,}03\text{-}403{,}982) - (30{,}185 + 30{,}81) \cdot (655{,}574\text{-}544{,}123) \cdot 0{,}98}{(2955{,}973\text{-}544{,}123) \cdot 0{,}98} = 28{,}465$$

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} = D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + G'_{ок} \quad (49)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-2:

$$G_{ок} \cdot \bar{t}_2^{\,н} = D_2 \cdot i_2 + (D_3 + D_4 + D_5) \cdot \bar{t}_3^{\,н} + G'_{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд2} \quad (50)$$

Подставим значения:

$$631{,}722 = D_2 + 28{,}465 + 30{,}185 + 30{,}81 + G'_{ок}$$

$$631{,}722 \cdot 425{,}5 = D_2 \cdot 2788{,}89 + (28{,}465 + 30{,}185 + 30{,}81) \cdot 544{,}12 +$$
$$+ G'_{ок} \cdot 230{,}477$$

Решив систему уравнений, получим:

$D_2 = 37{,}18$ кг/с

$G'_{ок} = 505{,}082$ кг/с

Уравнение материального баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} = D_1 + D_{нс} + D_{вс} + D_{хов} + G''_{ок} \quad (51)$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$G'_{ок} \cdot \bar{t}_1^{н} = D_1 \cdot i_1 + G''^{ок} \cdot \bar{t}'_{пнд1} + (D_{нс} + D_{вс}) \cdot \bar{t}_{нс} + D_{хов} \cdot \bar{t}_{хов} \quad (52)$$

Подставим значения:

$$505{,}082 = D_1 + G''^{ок} + 33{,}035 + 34{,}085 + 36{,}392$$
$$505{,}082 \cdot 230{,}477 = D_1 \cdot 22543{,}56 + G''^{ок} \cdot 87{,}09 + (33{,}035 + 34{,}085) \cdot$$
$$\cdot 403{,}982 + 36{,}392 \cdot 125{,}58$$

Решив систему уравнений, получим:

$D_1 = 20{,}253$ кг/с
$G''_{ок} = 381{,}317$ кг/с

3.2.6 Составление теплового и материального баланса

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_к = G''_{ок} - (D_{эж} + D_{упл} + D_{тпн}) \quad (53)$$
$$D_к = 389{,}964 - (3{,}499 + 6{,}998 + 32{,}922) = 345{,}282$$

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_т = D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + D_7 + D_8 + D_{вс} + D_{нс} + D_{тпн} + D_к$$
$$D_т = 20{,}253 + 37{,}18 + 28{,}465 + 30{,}185 + 30{,}81 + 77{,}767 + 51{,}243 +$$
$$34{,}085 + 33{,}035 + 32{,}922 + 345{,}282 = 713{,}841$$

Проверка по балансу мощности:

$$W'_э = \left[\sum_{i=1}^{8} D_i^{отб} \cdot h_i^{отб} + H_i \cdot D_к\right] \cdot \eta_{эм} \quad (54)$$

$W'_э = (51{,}243 \cdot 318{,}948 + 77{,}767 \cdot 412{,}294 + 30{,}81 \cdot 615{,}397 + (30{,}185 + 34{,}085) \cdot 860{,}59 + 28{,}465 \cdot 1000{,}375 + +(37{,}18 + 33{,}035) \cdot 1167{,}496 + 20{,}253 \cdot 1412{,}788 + 337{,}897 \cdot 1557{,}856 + 32{,}922 \cdot 615{,}397) \cdot 0{,}98 = 795452{,}354$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_э$:

$$\delta = \left|\frac{W_э - W'_э}{W_э}\right| \cdot 100\% = \left|\frac{800000 - 795452{,}354}{800000}\right| \cdot 100 = 0{,}568\%$$

Что допустимо пределом погрешности 2%.

3.2.7 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку составит, кВт:

$$Q_{ту} = D_т \cdot (i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп}) + G_{хов} \cdot (\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{хов} \cdot C_в) \quad (55)$$

$Q_{ту} = 713{,}841 \cdot (3324{,}357\text{-}1134) + 617{,}725 \cdot (3544{,}054\text{-}2912{,}063) + +36{,}392 \cdot (1133{,}996\text{-}30 \cdot 4{,}186) = 1990665{,}603$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_т = D_{вс} \cdot (i_{вс} - \bar{t}^н_{вс}) + D_{нс} \cdot (i_{нс} - \bar{t}^н_{нс}) \quad (56)$$

$Q_т = 34{,}085 \cdot (3095{,}759 - 640{,}893) + 33{,}035 \cdot (2788{,}852 - -428{,}775) = 161639{,}79$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кДж:

$$Q^э_{ту} = Q_{ту} - Q_т \quad (57)$$

$Q^э_{ту} = 1990665{,}603 - 161639{,}79 = 1829025{,}814$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{пе} = D_{пе} \cdot (i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (i''_{пп} - i'_{пп}) \quad (58)$$

$Q_{пе} = 713{,}841 \cdot (3324{,}357 - 1133{,}996) + 617{,}725 \cdot (3544{,}054 - -2912{,}063 = 1953967{,}42$

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q^р_н \cdot \eta_{пг}} = \frac{1953967{,}42}{29310 \cdot 0{,}92} = 72{,}463$$

где $Q_{н}^{р}$ - теплотворная способность условного топлива, кДж/кг.

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$В_{э} = В \cdot К_{э} \frac{W_{от}}{W - W_{э}^{сн}} \quad (59)$$

где В – полный расход топлива на блок, кг/с;

$К_{э}$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{от}$ – отпущенная мощность, кВт;

$W_{э}$ – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$W_{э}^{сн}$– мощность собственных нужд, затраченная на производство электроэнергии.

Принимая мощность собственных нужд блока 5%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{отп} = W_{э} - е_{сн} \cdot W = 800000 - 0{,}05 \cdot 800000 = 760000$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{ээ}^{сн} = е_{ээ}^{сн} \cdot W_{э} = 0{,}05 \cdot 800000 = 40000$$

где $е_{ээ}^{сн}$ - доля электроэнергии, затраченная на производство электроэнергии.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{э} = \frac{Q_{ту}^{э} + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб}}{Q_{ту}^{э} + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб} + Q_{ту}^{т}} \quad (60)$$

$$K_{э} = \frac{1844940{,}4 + 92247{,}02 + 91768{,}473}{1844940{,}4 + 92247{,}02 + 91768{,}473 + 161639{,}79} = 0{,}926$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кВт:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{вс}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{нс})] \cdot \frac{Q_{т}^{отб}}{Q_{ту}^{т}} \quad (61)$$

где $Q_{вс}$, $Q_{вс}$– тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов, кВт.

Отношение $\frac{Q_{т}^{отб}}{Q_{ту}^{т}}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{вс} = \frac{i_{вс}-i_{к}}{i_{0}+q_{пп}-i_{к}} \cdot \left(1 + К\frac{i_{0}+q_{пп}-i_{вс}}{i_{0}+q_{пп}-i_{к}}\right) \quad (62)$$

$$\xi_{вс} = \frac{3095{,}357\text{-}2398{,}493}{3324{,}36+2398{,}49\text{-}632} \cdot \left(1 + 0{,}42\frac{3324{,}357+632\text{-}3095{,}759}{3324{,}357+632\text{-}2398{,}493}\right) = 0{,}551$$

$$\xi_{нс} = \frac{i_{нс}-i_{к}}{i_{0}+q_{пп}-i_{к}} \cdot \left(1 + К\frac{i_{0}+q_{пп}-i_{нс}}{i_{0}+q_{пп}-i_{к}}\right) \quad (63)$$

$$\xi_{нс} = \frac{2788{,}852\text{-}2398{,}493}{3324{,}36+2398{,}49\text{-}632} \cdot \left(1 + 0{,}42\frac{3324{,}357+632\text{-}3095{,}759}{3324{,}357+632\text{-}2398{,}493}\right) = 0{,}329$$

К – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, принимаем равным 0,42 [2].

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 3 % от расхода тепла на производство электроэнергии, [2], кДж:

$$Q_{ту}^{сн} = 0{,}05 \cdot Q_{ту} = 0{,}03 \cdot 18290253{,}814 = 54870{,}774$$

Подставив полученные значения в формулу для расхода топлива на выработку электроэнергии, будем иметь, кг/с:

$$В_{э}^{усл} = 72{,}463 \cdot 0{,}926 \cdot \frac{728000}{800000-40000} = 66{,}982$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$В_{т} = В - В_{э} \quad (64)$$

$$В_{т}^{усл} = 72{,}463 - 66{,}982 = 5{,}48$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$b_{э} = \frac{В_{э} \cdot 3600}{W_{отп}} = \frac{66{,}982 \cdot 3600}{760000} = 0{,}311 \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч} \quad (65)$$

$$b_{т} = \frac{В_{т} \cdot 10^{6}}{Q_{от}} = \frac{5{,}48 \cdot 10^{6}}{164000} = 33{,}265 \text{ кг/ГДж} \quad (66)$$

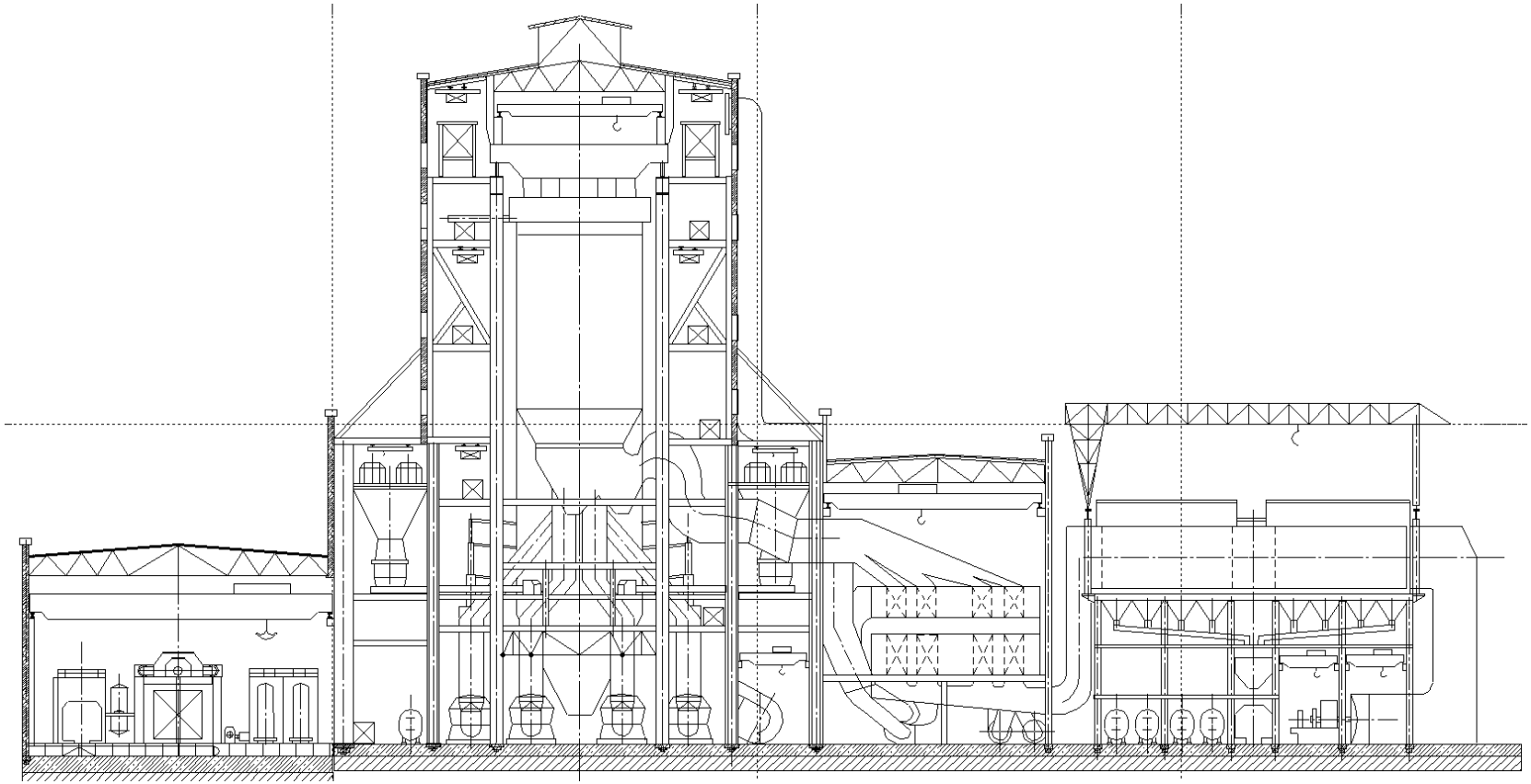


Рисунок 3.11 – Продольный разрез главного корпуса

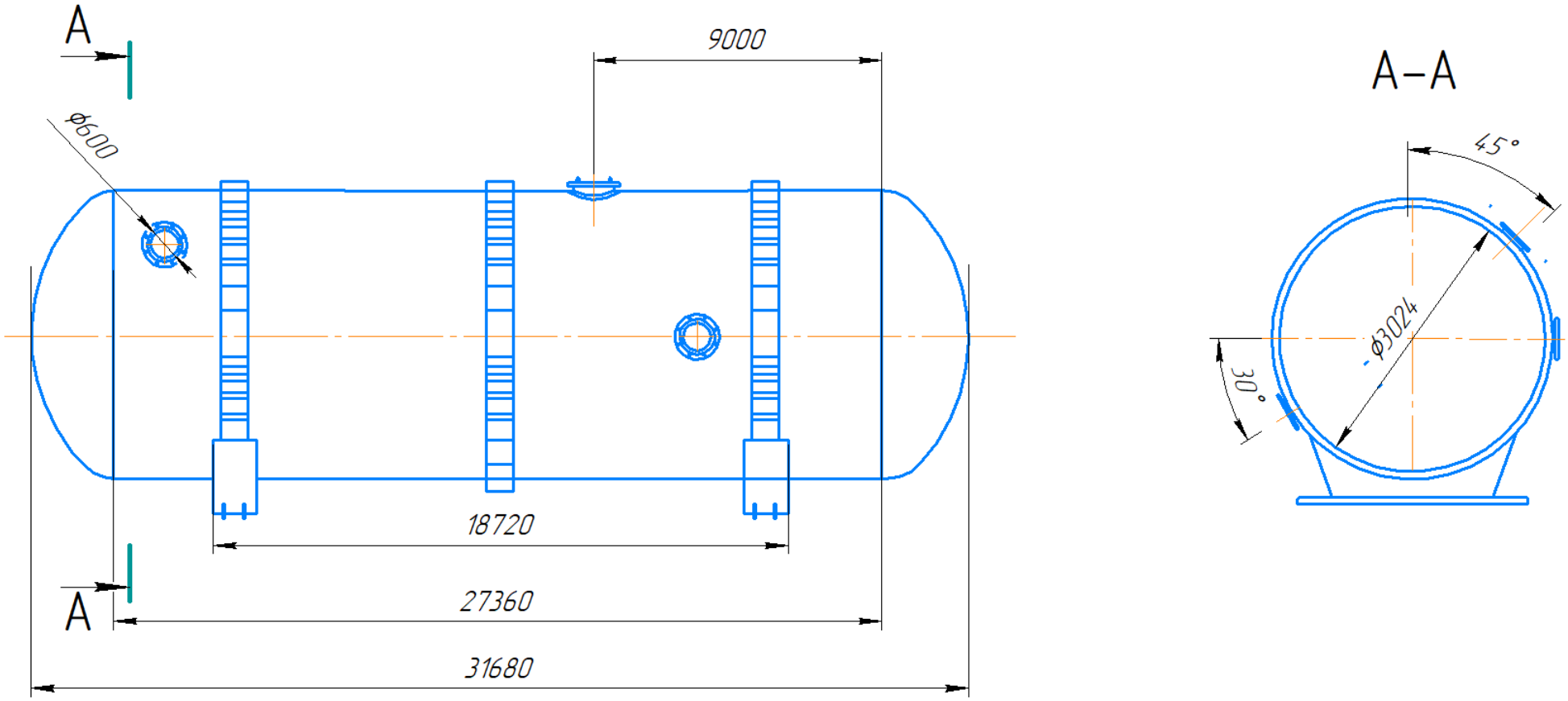


Рисунок 3.12 – Габаритные размеры смесителя

4 Экономическая часть

4.1 Показатели эффективности инвестиционного проекта

Число часов фактической работы турбоагрегата, которое равно календарному времени за вычетом простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_P = 8760 - T_{РЕМ}, \quad (67)$$

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

$T_P = 8760 - 1560 = 7600$

Выработка электроэнергии на КЭС, МВт·ч:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (68)$$

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

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности в часах. Задаётся режимами работы оборудования;

$$W = 800 \cdot 7200 = 5760000$$

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{КЭС} = \frac{W}{T_P}, \quad (69)$$

где T_P – число часов фактической работы, ч;

$$P_{КЭС} = \frac{5760000}{7600} = 757{,}9 \quad (70)$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{БЛ} = \frac{P_{КЭС}}{n_{БЛ}}, \quad (71)$$

где $n_{БЛ}$ – число блоков;

$$P_{БЛ} = \frac{757{,}9}{1} = 757{,}9 \quad (72)$$

Результаты расчётов двух вариантов сведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	**Значение показателя**	
	До модернизации	**После модернизации**
Установленная мощность, кВт	800000	800000
Состав основного оборудования	К-800	К-800
Число часов использования установленной мощности, час	7200	7200
Годовая выработка электроэнергии на ГРЭС кВт·ч	5760000000	5817600000
Годовая выработка тепла на ГРЭС, Гкал	1015488	1015488
Годовой отпуск энергии с шин станции, кВт·ч	5500800000	5500800000
Годовой расход условного топлива на выработку ЭЭ и ТЭ, кг	2298059856	2283174864
Экономия условного топлива в год, кг	14884992	
Экономия денежных средств в год, Руб./го	**29719872**	
Полный расход условного топлива, кг/сек.	72,871	72,399
Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/сек.	67,494	66,982

Продолжение таблицы 4.1

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/сек.	5,394	5,377
Полный расход натурального топлива, кг/сек.	136,388	135,506
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г/кВт·ч	319,7	311
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж	33,332	33,265

Выгода от уменьшения расхода топлива в процессе эксплуатации, руб:

$$\mathrm{Pr} = (\Delta \mathrm{B}_1 - \Delta \mathrm{B}_2) \cdot \mathrm{T} \cdot \mathrm{Ц}_{\text{т}}, \quad (73)$$

где ΔB_1 – увеличение полного расхода топлива до реконструкции, т/ч;

ΔB_2– увеличение полного расхода топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$– число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$\mathrm{Ц}_{\text{т}} = 1300$ – цена топлива, руб/т.

$$\mathrm{Pr} = (136{,}388 - 135{,}506) \cdot 3{,}6 \cdot 7600 \cdot 1300 = 29719872$$

Таким образом, в процессе эксплуатации энергоблока после реконструкции за счет уменьшения расхода топлива экономию денежных средств, равную 29,71 млн. рублей в год.

Экономическая оценка мероприятий по реконструкции существующих ТЭС предполагает расчет коммерческой эффективности инвестиций, которые направлены на данные цели и определяется на основе анализа хозрасчетных показателей предприятий.

Для оценки коммерческой эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов,

обусловленных реализацией инвестиций инвестиционного проекта: чистый доход, срок окупаемости, рентабельность, внутренняя норма доходности.

Показатели эффективности определяются методом дисконтирования, который позволяет учесть неравноценность одинаковых сумм поступлений и платежей, которые относятся к разным периодам времени осуществления проекта.

Первый в системе показателей коммерческой эффективности – чистый доход, который определяется как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

С учетом разграничения общей суммы затрат, стоимостной оценкой результата является прирост прибыли, достигаемый при внедрении тех или иных мероприятий, а также «амортизационные отчисления», являющиеся не статьей расхода, а внутренним источником финансирования.

В качестве основного подхода к расчету результата от внедрения мероприятий по реконструкции предлагается использовать расчленение полного (интегрального) результата на отдельные составляющие. Так, прирост прибыли предприятия наблюдается как вследствие увеличения выручки от реализации продукции основного производства, так и вследствие экономии текущих затрат по производству продукции.

4.2 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения по проекту реконструкции определяются на основании сметной стоимости конструктивных работ по разделам: стоимость работ, стоимость материалов, стоимость использования машин.

Смета затрат на реконструкцию приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Смета затрат на реконструкцию

Наименование работ и затрат	Единица измерения	Кол – во единиц	Стоимость единицы, руб	Стоимость общая, руб
Раздел №1. Монтаж, демонтаж				
Монтаж ПНД-8		1	338569,368	338569,368
Монтаж трубопровода с 4 отбора до ПНД-8	шт	1	76251,42168	76251,42168
Монтаж трубопровода дренажа из ПНД-8 к ПНД-4	шт	1	90709,49952	90709,49952
Монтаж смесителя	шт	1	332675,538	332675,538
Монтаж трубопровода дренажа из ПНД-6 к смесителю	шт	1	114377,1325	114377,1325
Монтаж трубопровода дренажа из НС к ПНД-1	шт	1	152502,8434	152502,8434
Монтаж БЗК	шт	1	329519,538	329519,538
Демонтаж деаэратора	шт	1	2046625,367	2046625,367
Демонтаж ПВД-5	шт	1	72393,906	72393,906
Демонтаж бустерного насоса	шт	1	472994,454	472994,454
Демонтаж трубопровода с 4 отбора до деаэратора	шт	1	487153,1774	487153,1774
Модернизация смешивающих ПНД	шт	1	621350	621350
Демонтаж трубопровода с 3 отбора до ПВД-5	шт	1	612421,1372	612421,1372

Продолжение таблицы 4.2 – Смета затрат на реконструкцию

Демонтаж трубопровода дренажа из НС к деаэратору	шт	1	190622,4	190622,4
Демонтаж трубопровода дренажа от ПВД-5 к деаэратору	шт	1	275021,4933	275021,4933
Раздел №2. Оборудование и материалы				
ПН-1900-32-7-I	шт	1	5652800	5652800
Труба 219х6мм	м	82	13475	1104950
Итого по разделу №1				6213187,275
Итого по разделу №2				6757750
Итого с коэффициентом 3,965 (коэффициент удорожания сметной стоимости)				70372911,61
С коэффициентом 1,35 (коэффициент условий труда)				78760714,43
С коэффициентом 1,3 (районный коэффициент)				86897857,89
Итого по разделу с учетом НДС (18%)				100476002,9
Итого по разделу эксплуатации машин (без учета оплаты труда машинистов) с учетом НДС (18%)				101779843,9
Итого по смете				101779843,9
Итого по смете с учетом стоимости проекта				122135812,7

4.3 Расчет доходов от реализации проекта

При расчете прибыли от реализации проекта будем учитывать прибыль от экономии топлива.

Денежный поток от экономии топлива, млн.руб./год:

$$П_т = (В_{др} - В_{пр}) \cdot Т \cdot Ц_т, \quad (74)$$

где $В_{др}$ – полный расход топлива до реконструкции, т/ч;

$В_{пр}$– полный расход топлива после реконструкции, т/ч;

$T = 7600$– число часов работы оборудования в год с учетом затрат времени на плановый ремонт, ч/год;

$Ц_т = 1300$ – цена топлива, руб/т.

$$П_т = (136{,}388 - 135{,}506) \cdot 3{,}6 \cdot 7600 \cdot 1300 \cdot 10^{-6} = 29{,}71$$

Размер амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$U_a = К \cdot Н_а, \quad (75)$$

где К – капитальные вложения, млн.руб.;

$Н_а = 6{,}67\%$ – норма амортизации.

$$U_a = 29{,}71 \cdot \frac{6{,}57}{100} = 8{,}14$$

Денежный поток с учетом налога на прибыль, млн.руб./год:

$$П = П_т \cdot 0{,}8 + U_a \quad (76)$$

$$П = 29{,}71 \cdot 0{,}8 + 8{,}14 = 31{,}91$$

Далее проводим расчеты показателей экономической эффективности.

Чистый дисконтированный доход, млн.руб:

$$ЧДД = \sum_{n=0}^{10} \frac{П}{(1+E)^n} - K, \quad (77)$$

где $E = 0{,}1$ – ставка дисконта;

n – порядковый номер года.

Результаты расчета срока окупаемости капитальных вложений в реконструкцию тепловой схемы энергоблока БГРЭС сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Срок окупаемости капитальных вложений

Показатели	Расчетный период (год)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн.руб	-122,1358127										
Чистый денежный поток, млн.руб.		31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91
Коэффициент дисконтирования	1	0,909090909	0,826446281	0,751314801	0,683013455	0,620921323	0,56447393	0,513158118	0,46650738	0,424097618	0,385543289
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.		21,61445236	19,64950215	17,86318377	16,23925797	14,76296179	13,42087436	12,20079487	11,0916317	10,08330155	9,16663777
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб.	-122,1358127	-100,5213603	-80,87185816	-63,00867439	-46,76941641	-32,00645462	-18,58558026	-6,384785386	4,706846316	14,79014786	23,9568

По результату расчета чистый дисконтированный доход нарастающим итогом становится больше нуля после 7-го года. Срок окупаемости проекта составил 7,6 лет.

5 Расчет выбросов с дымовыми газами

5.1 Определение массового выброса диоксида серы

Количество диоксида серы SO_2 и SO_3 в пересчете на SO_2 (кг/с), выбрасываемое в атмосферу в единицу времени, вычисляется по формуле:

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot B \cdot S^{\text{р}} \cdot \left(1 - \frac{\eta'_{SO_2}}{100}\right), \quad (78)$$

где B – расход топлива на котел;

$S^{\text{р}}$ – концентрация серы в топливе;

$\eta'_{SO_2} = 50$ – доля SO_2, уловленная золовыми частицами непосредственно в газоходе котла.

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot 135{,}506 \cdot 0{,}2 \cdot \left(1 - \frac{50}{100}\right) = 0{,}271$$

5.2 Определение массового выброса окислов азота

Количество оксидов азота в пересчете на двуокись азота г/с, выбрасываемые в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени:

$$M_{NO_2} = 0{,}034 \cdot K \cdot B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot 10^{-6} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2,$$

где K – коэффициент, характеризующий выход окислов азота, кг/т. у. т:

$$K = \frac{12 \cdot D_{\text{пе}}}{200 + D_{\text{пе}}} \quad (79)$$

где $K = \frac{12 \cdot 746}{200 + 746} = 9{,}46$

B – расход топлива на котел

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива;

q_4 – механический недожог;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива:

$$\beta_1 = 0{,}178 + 0{,}47 \cdot N^{\text{р}} \quad (80)$$

$$\beta_1 = 0{,}178 + 0{,}47 \cdot 0{,}6 = 0{,}46$$

$\varepsilon_1 = 0{,}01$–коэффициент эффективности воздействия рециркуляции газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$r = 15$– степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха, % [1];

$\beta_2 -$ коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для прямоточных горелок принимается равным 0,85;

β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При твердом шлакоудалении принимается равным 1;

$\varepsilon_2 = 0{,}74$–коэффициент, характеризующий снижение выброса NO_2 при двухстадийном сжигании в зависимости от $\delta = 10$, процентной доли воздуха, подаваемого через фурмы воздушного дутья, расположенные выше горелок [1].

$$M_{NO_2} = 0{,}034 \cdot 9{,}46 \cdot 135{,}506 \cdot 15660 \cdot 10^{-6} \cdot \left(1 - \frac{0{,}5}{100}\right) \cdot 0{,}46 \cdot (1 - 0{,}01 \cdot 15) \cdot 0{,}85 \cdot 1 \cdot 0{,}74 = 0{,}167$$

5.3 Определение приземной концентрации

Количество выбросов золовых частиц, кг/с

$$M_з = 0{,}01 \cdot B \cdot (A^р + q_4 \cdot \frac{Q_н^р}{32700}) \cdot a_{ун} \cdot (1 - \eta_{зу}) \quad (81)$$

$$M_з = 0{,}01 \cdot 135{,}506 \cdot (6 + 0{,}5 \cdot \frac{15660}{32700}) \cdot 0{,}95 \cdot (1 - 0{,}99) = 0{,}08$$

Отвод дымовых газов на проектируемом блоке осуществляется через существующую дымовую трубу. Необходимо рассчитать значение приземной концентрации вредного вещества $C_м$, которое не должно превышатьзначения предельно допустимой концентрации (ПДК) по формуле, мг/м^3:

$$C_м = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}}, \quad (82)$$

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

$F = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений при расчете концентрации сернистого газа;

$m = 0{,}8$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов из устья трубы при $\omega_0 = 30 - 35$ м/с;

$H = 370$ – высота дымовой трубы БГРЭС, м;

V– суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из трубы, м^3/с:

$\Delta T = 100$ – разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, ºС;

Суммарный выброс золы и сернистого газа и окислов азота из трубы, г/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{\text{ПДК}_{\text{сс}}^{SO_2}}{\text{ПДК}_{cc}^{NO_x}} \cdot M_{\text{з}} + \frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_x}} \cdot M_{NO_{\text{x}}} = 169{,}92 + \frac{0{,}5}{0{,}085} = 175{,}8 \quad (83)$$

$$M = 271 + \frac{0{,}5}{0{,}5} \cdot 81 + \frac{0{,}5}{0{,}085} \cdot 167{,}7 = 1338{,}471$$

$$C_{\text{м}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 1338{,}47 \cdot 1 \cdot 0{,}8}{370^2 \cdot \sqrt[3]{488 \cdot 100}}} = 0{,}141$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа обосновывает реконструкцию тепловой схемы Березовской ГРЭС – 1 с целью повышения эффективности ее работы.

В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта реконструкции. Определен состав оборудования и параметры по элементам тепловой схемы без деаэратора. Выполнен расчет тепловой схемы до и после реконструкции, который показал преимущество реконструированного варианта по полному расходу топлива. До реконструкции расход условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии составил 72,871 кг/с, после реконструкции – 72,399 кг/с.

Экономическая часть проекта содержит расчет капитальных затрат на реконструкцию и срока окупаемости предлагаемого проекта реконструкции. Экономия денежных средств от экономии топлива 29,71 млн. руб. в год. Составлена смета затрат на реконструкцию. Для реализации проекта необходимы инвестиции в сумме 122,15 млн. руб. Срок окупаемости проекта – 7,6 лет, дисконтированный индекс доходности – 1,20.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.

2. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции : учеб. пособие для вузов / В. Я. Рыжкин – М. : Энергоатомиздат, 1967. – 315.

3. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм – 2001 – 06. Теплосиловое оборудование. М. : Госстрой России, 2003. – 94 с.

4. Государственные сметные нормативы. Федеральные Единичные расценки на монтаж оборудования. ФЕРм 81-03-ОП-2001 Общие положения. Москва : 2014. – 58 с.

5. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : КрПИ, 1991. – 43 с.

6. Производственная инструкция по эксплуатации паровой турбины К-800-240-5*. Введ. 10.01.2010. - Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. 64 с.

7. Ривкин, С.Л., Теплофизические свойства воды и водяного пара: учеб. пособие / Ривкин С.Л. Александров А.А. – М. : Энергоатомиздат, 1984 – 408 с.

8. Деринг, И.С. Котельный агрегат : методические указания / Дубровский В.А., Охорзина Т.И. – Красноярск : 1997 – 52 с.

9. Производственная инструкция по эксплуатации деаэраторной установки энергоблока 800 МВт*. Введ. 07.09.2009. – Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. 24с.

10. Производственная инструкция по эксплуатации котельного агрегата П-67*. Введ. 9.12.2009.- Распоряжением Главного инженера филиала «Берёзовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия», 2011. 57с.

11. Характеристика оборудования бл. 800 МВт БГРЭС-1 (Справочник) / Красноярскэнерго. – г. Черненко, 96 с.

12. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требова-ния к построению, изложению и оформлению документов учебной деятель-ности. – Взамен СТО 4.2–07–2012 ; введ. 30.12.13. – Красноярск : ИПК СФУ, 2013. – 60 с.

13. Астраханцева, И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энерге-тические объекты : учебно-методическое пособие / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Красноярск : БИК СФУ, 2014. – 35 с.

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

«04» 07 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект реконструкции БГРЭС - 1
тема

Руководитель	03.07.19 подпись, дата	ст. преподаватель должность, ученая степень	Д.И. Карабарин инициалы, фамилия
Консультант	подпись, дата	д.т.н., профессор должность, ученая степень	Е.А. Бойко инициалы, фамилия
Выпускник	0307.19 подпись, дата		Е.В. Мрясов инициалы, фамилия
Тех. контроль	4.02.65 подпись, дата		С.А. Михайленко инициалы, фамилия
Нормоконтролер	03.07.19 подпись, дата		П.В. Шишмарев инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия
« 04 » 07 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мрясову Евгению Вячеславовичу
фамилия, имя, отчество студента

Группа ФЭ15-02Б Направление 13.03.01
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект реконструкции БГРЭС-1

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г.

Руководитель ВКР Д.И. Карабарин, ст. преподаватель, кафедра ТЭС
фамилия, инициалы, ученое звание, должность и место работы

Исходные данные для ВКР г.Шарыпово БГРЭС-1 электрическая мощность 800 МВт, тепловая мощность – 164 МВт, топливо – Березовский бурый уголь.

Перечень разделов ВКР вводная часть, расчетная часть, экономическая часть

Перечень графического материала:
Лист 1. Принципиальная тепловая схема блока 800 МВт БГРЭС –1;
Лист 2. Габаритные размеры смесителя;
Лист 3. Экономические показатели;
Лист 4. Чертеж ПНД.

Руководитель ВКР _____ Д.И. Карабарин
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ Е.В. Мрясов
подпись инициалы, фамилия

« 17 » 06 2019 г.