

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СТАНЦИИ, ЕЕ НАГРУЗОК СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ	11
1.1.ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.	11
1.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЦИКЛ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.	12
1.3КОТЛОТУРБИННЫЙ ЦЕХ (КТЦ).	13
1.4.ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	16
1.5 ТУРБИННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ КТЦ.....	23
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГБЛОКА К-200-130.....	34
3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ.....	52
4 ЗАМЕНА ПОВЕРХНОСТНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НА СМЕШИВАЮЩИЙ. МЕТОД КИМ.	60
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
6.1 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	76
6.2 ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ.....	76
6.3 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....	77
6.4 ЗАЩИТА ОТ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....	79

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

6.5 РАСЧЁТ ОБЩЕГО ИСКУССТВЕННОГО ОСВЕЩЕНИЯ	87
7 ВЫБОР И РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ И ШЛАКОУДАЛЕНИЯ.ОПРЕДЕЛЕНИЕЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ КЭС НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.	89
8 АСР УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ .	94
8.1 СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	106

ВВЕДЕНИЕ

Беловская ГРЭС[1] расположена в поселке Инском и является основным источником электроснабжения Белово – Ленинского района Кузбасской энергосистемы, охватывающего потребителей электрической энергии, расположенных в районах городов Белово, Ленинска – Кузнецкого и Гурьевска Кемеровской области.

При сооружении Беловской ГРЭС были использованы новейшие достижения в области энергетического строительства. Она одна из первых в СССР воздвигалась по новому типовому проекту с внедрением до сих пор мало практиковавшихся способов организации строительства: поточное строительство крупных тепловых электростанций из сборного железобетона на высоком уровне индустриализации, строительные работы и монтаж электрооборудования в комплексе.

Впервые в практике тепловых электростанций была предусмотрена подача топлива гидравлическим способом по трубопроводу и сжигание газовых углей в прямоточных котлах с жидким шлакоудалением.

Немногим более года потребовалось для сооружения основных и вспомогательных объектов головного энергоблока 29 июня 1964 г. государственная комиссия подписала акт о приемке в эксплуатацию первого энергоблока, а в декабре этого же года был введен в строй второй энергоблок мощностью 200 МВт. В ноябре 1968 г. с вводом в эксплуатацию шестого энергоблока Беловская ГРЭС вышла на проектную мощность. Так усилиями строителей, монтажников и наладчиков за четыре с половиной года был возведен энергетический гигант мощностью 1200 МВт.

Среди энергоблоков ТЭС Минтопэнерго РФ мощностью 150-200 МВт показатель надежности работы энергоблоков Беловской ГРЭС является одним из самых высоких за 2001 год. По эффективности использования топливноэнергетических ресурсов энергоблоки Беловской ГРЭС более 20 лет

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

самые экономичные среди аналогичных пылеугольных энергоблоков Министерства.

Основными потребителями электроэнергии энергорайона являются предприятия угольной промышленности, (шахты, разрезы), черной и цветной металлургии и электрифицированный железнодорожный транспорт, электропотребление которых составляет порядка 80% общего полезного электропотребления энергорайона.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СТАНЦИИ, ЕЕ НАГРУЗОК СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ

1.1.Общестанционные характеристики.

Беловская ГРЭС (государственная районная электрическая станция) является конденсационной тепловой электрической станцией блочного типа с установленной мощностью 1200 МВт. На электростанции установлено шесть блоков с турбогенераторами по 200 МВт, параметры пара: давление 130 ата и перегрев 545/545 °С.

Первый энергоблок Беловской ГРЭС был сдан в эксплуатацию 29 июня 1964 года, 4 ноября 1968 года был пущен последний, шестой, блок (станция вышла на проектную мощность 1200 МВт) [1]

Станция предназначена для покрытия базовых нагрузок Кузбасской энергосистемы, входящей в Объединенную энергосистему Сибири. Выдача мощности в систему осуществляется по линиям электропередач напряжением 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ. Напряжение генераторов 15,75 кВ.

Топливом для ГРЭС является уголь близлежащих шахт и разрезов. В 2001 году ГРЭС сжигала 14 марок каменного угля от 39 поставщиков (в основном марки ДР– 59,4%, ДРОК-1 – 11,7%, ДГР – 10,9%, ГР – 10,2%, ДМСШ, ДСШ, ДРОК-2, ГСШ).

Растопочным топливом на Беловской ГРЭС является мазут марки М-100.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 1-Среднее качество угля за 2001 год в сравнении с проектным топливом.

Показатель	Размерность	1999 год	Проектное топливо
Калорийность	ккал/кг	5150	5820
Зола (рабочая)	%	16,72	18,6
Влага (рабочая)	%	12,56	8,0
Летучие	%	43,41	38,0

Отпуск электрической энергии с шин за 2001 год составил 7168055 тыс. кВтч, тепловой энергии (из нерегулируемых отборов на теплофикацию и горячее водоснабжение) – 326,4 тыс. Гкал.

Рабочая мощность за 2015 год составила 1057,8 МВт.

Таблица 2- Общестанционные технико-экономические показатели.

Показатель	Размерность	2015год
КПД станции (брутто)	%	38,97
КПД котла (брутто)	%	91,46
КПД турбины (брутто)	%	43,19
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии	г/кВтч	340,74
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	6,50
Себестоимость электрической энергии	коп./кВтч	8,19
Себестоимость тепловой энергии	руб./Гкал	42,08

1.2 Технологический цикл электростанции.

1.2.1.Цех топливоподачи (ЦТП).

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Уголь поступает на электростанцию по железной дороге. Разгрузка угля производится вагоноопрокидывателями. Далее из бункеров вагоноопрокидывателя качающимся питателем (производительностью 650 т/ч) уголь подается в дискозубчатые дробилки (ДЗД – 700), где происходит первичное размельчение крупных кусков угля. Затем уголь поступает в молотковые дробилки типа СМД 97А (производительностью 600 т/ч), где размельчается до фракций 25×25 мм. Из молотковых дробилок уголь транспортерами подается на открытый склад, емкостью 170 тыс. т, и далее по подъемному транспортеру в главный корпус электростанции, где по транспортерам уголь подается к индивидуальным бункерам сырого угля котлоагрегатов. Перед вагоноопрокидывателями установлены два размораживающих устройства.

Растопочное мазутное хозяйство включает два наземных металлических резервуара емкостью 3000 м³, два подземных резервуара емкостью по 500 м³ и мазутонасосную.

1.3 Котлотурбинный цех (КТЦ).

1.3.1 Котельное отделение КТЦ.

С ленточных транспортеров уголь поступает в бункеры сырого угля котлоагрегатов ПК – 40 – 1. Каждый котлоагрегат имеет бункер сырого угля емкостью 410 т и собственную пылесистему. Из бункера сырого угля топливо подается в систему пылеприготовления, где сырой уголь подсушивается и размалывается, до получения пылевоздушной смеси, которая подается к горелкам котла.

В котле происходит сжигание топлива. Тепло, полученное при сжигании топлива, передается теплоносителю (Н₂О), при этом происходит нагрев питательной воды до состояния насыщения, испарение и перегрев пара. Перегретый пар с параметрами $p = 130$ ата и $t = 545$ °С уходит в турбинное отделение КТЦ, где пар совершает работу в турбине для выработки электроэнергии.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе горения пылевоздушной смеси образуются продукты сгорания в виде дымовых газов, шлака и золы. Дымовые газы вместе с золой выходят из газохода котла, для очищения от золы дымовые газы проходят через мокропленочный золоуловитель МП – ВТИ, затем дымососами подаются в дымовую трубу и выбрасываются в атмосферу. Для выброса дымовых газов в атмосферу на станции три трубы высотой 150 м (по одной трубе на два энергоблока). Для удаления шлака, топка каждого корпуса котла имеет внизу четырехскатную воронку с наклоном всех скатов к горизонту 57° 12' и поды для жидкого шлакоудаления. Жидкий шлак через летку попадает в шлаковую шахту, нижним концом опущенную в воду (гидравлический затвор), заполняющую ванну шлакового шнека. Гранулированный шлак подается шлакошнеком на решетку, после которой попадает в общий канал ГЗУ (гидравлического золоулавливания). Далее при помощи смывных насосов по самотечным каналам золошлаковая смесь подается в приемные колодцы багерной насосной, откуда багерными насосами по внешним золопроводам золошлаковая смесь подается на золоотвал.

1.3.2. Турбинное отделение КТЦ.

По паропроводам острый пар (давление 130 ата, температура 545°С) подводится, через два стопорных и четыре регулирующих клапана, к цилиндру высокого давления (ЦВД) паровой турбины К – 200 – 130. В турбине внутренняя энергия пара срабатывается и переходит в механическую энергию вращения ротора. В ЦВД пар срабатывается до параметров: давление 23,2 ата, температура 340 °С (при номинальном режиме), затем пар уходит обратно в котельное отделение на промежуточный перегрев. После промежуточного перегрева пар возвращается в турбинное отделение. И подводится, через два защитных и четыре регулирующих клапана, к цилиндру среднего давления (ЦСД) турбины с параметрами: давление 20,6 ата, температура 545°С. Совершив работу в ЦСД, пар по двум перепускным

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

трубам поступает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД), где до давления 3,5 кПа и поступает в конденсатор.

В конденсаторе происходит конденсация пара. Из конденсатора конденсат пара конденсатными насосами перекачивается через четыре подогревателя низкого давления (ПНД) в деаэратор. В подогревателях конденсат турбины подогревается паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины, в деаэраторе происходит очистка конденсата от примесей агрессивных газов путем доведения его до состояния насыщения при давлении 6 ата (абсолютное). После деаэратора конденсат поступает на всас питательного насоса. Для того чтобы не происходило вскипания жидкости в насосе, создается перепад по высоте между деаэратором и питательным насосом (деаэратор располагается на отметке 14 м, а питательный насос на отметке 0).

Питательная вода на напоре питательного насоса имеет параметры: давление 200 ата и температуру примерно 160°C. Далее питательная вода нагревается паром из нерегулируемых отборов турбины в трех подогревателях высокого давления (ПВД) до температуры 235 °С и направляется в котел.

Для отвода тепла, которое образуется при конденсации пара в конденсаторе, используется охлаждающая вода. Для обеспечения охлаждающей водой конденсаторов и других теплообменников электростанция имеет обратную систему технического водоснабжения с прудом-охладителем площадью 13,6 км², образованным водоподъемной платиной на реке Иня. Вода от водохранилища по открытому подводящему каналу поступает к вращающимся очистным сеткам. Затем по закрытому железобетонному каналу – к трем блочным насосным станциям, в каждой из которых установлены четыре циркуляционных насоса производительностью по 14 тыс. м³/ч при напоре 16 м вод. ст. Отвод воды осуществляется по двум закрытым железобетонным каналам (на территории электростанции) и далее открытым сбросным каналом к водохранилищу.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.3.Электрический цех.

Механическая энергия вращения ротора в генераторе преобразуется в электроэнергию, которая преобразуется блочными трансформаторами и передается в систему. Каждый энергоблок станции имеет турбогенератор ТВВ – 200 – 2: номинальная активная мощность 200 МВт, напряжение на выводах 15,75 кВ. От генераторов по жестким шинпроводам электроэнергия передается к блочным силовым трансформаторам, где преобразуется с генераторного напряжения 15,75 кВ до 110 кВ и 220 кВ.

Далее от силовых трансформаторов электроэнергия передается на открытое распределительное устройство (ОРУ), при этом силовые трансформаторы 1-го и 2-го энергоблоков подключены к ОРУ 110 кВ, а трансформаторы 3 – 6 энергоблоков подключены к ОРУ 220 кВ. ОРУ 110 и 220 кВ имеют двойные системы сборных шин с обходной для резервирования всех выключателей. Связь между шинами 220 и 110 кВ осуществляется через два автотрансформатора связи мощностью по 200 МВА с регулированием напряжения под нагрузкой. С ОРУ 110 и 200 кВ электроэнергия поступает в Кузбасскую энергосистему. Для возможности присоединения энергосистемы Кузбасса к Объединенной энергетической системе Сибири при Беловской ГРЭС сооружена подстанция 500 кВ. Связь между шинами 220 и 500 кВ осуществляется через две группы однофазных автотрансформаторов мощностью 3×250 МВА.

1.4.Основное оборудование электростанции

1.4.1.Котельное отделение КТЦ.

Основные конструктивные положения котла.

В котельном отделении Беловской ГРЭС установлено шесть котлоагрегатов

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

ПК – 40 – 1. Прямоточный котлоагрегат ПК – 40 – 1
паропроизводительностью

640 т/час на давление 140 ата и перегрев 545 °С с промперегревом 545 °С
предназначен для работы в блоке с турбогенератором мощностью 200 МВт.
Котел изготовлен Подольским заводом им. Орджоникидзе в двухкорпусном
симметричном исполнении для работы на каменном угле с жидким
шлакоудалением.

Котел устанавливается в типовую ячейку здания шириной 36000 мм,
каждый корпус котла имеет габариты в плане по осям колонн 9500 по фронту,
19500 мм в глубину, отметка потолочных труб 36500 мм, расстояние между
корпусами по фронту 5000 мм. В каждом корпусе глубина (по осям колонн)
топки 9500 мм, конвективной шахты – 7200 мм.

Каждый корпус состоит из следующих основных элементов:

- а) гладкотрубного водяного экономайзера, поверхность нагрева 2650 м²;
- б) нижней радиационной части, поверхность нагрева 564 м²;
- в) переходной зоны, поверхность нагрева 1230 м²;
- г) средней радиационной части, поверхность нагрева 223 м²;
- д) верхней радиационной части, поверхность нагрева 322 м²;
- е) паропарового теплообменника, поверхность нагрева 325 м²;
- ж) потолочного экрана, поверхность нагрева 165 м²;
- з) крайних ширм, поверхность нагрева 337 м²;
- и) средних ширм, поверхность нагрева 270 м²;
- к) конвективного пароперегревателя, поверхность нагрева 328 м²;
- л) промежуточного конвективного пароперегревателя, поверхность
нагрева 1145 м²;
- м) трубчатого воздухоподогревателя, поверхность нагрева 24807 м².

Топочная камера каждого корпуса оборудуется:

- а) 10 прямоточными пылеугольными горелками;
- б) 4 сбросными горелками для сброса запыленного сушильного агента;

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в) 6 мазутными форсунками, встроенными в горелки по вторичному воздуху.

Котлоагрегат снабжается следующим вспомогательным оборудованием:

а) пылеприготовительным устройством с барабанными шаровыми мельницами типа (Ш-50 на блоке 1-2 и Ш-50А на блоке 3-6) в количестве 2 шт. с мельничным вентилятором типа ВМ-160/850 в количестве 2 шт.;

б) золоулавливающей установкой, состоящей из мокроплёночных золоуловителей МП-ВТИ диаметром 3300 мм в количестве 10 шт.;

в) тяговой установкой с дымососами типа Д-25×2 в количестве 2 шт.;

г) дутьевой установкой с вентиляторами типа ВД-32Н в количестве 2шт.;

д) установкой для подачи дымовых газов в пылесистему, состоящей из дымососов типа Д-15-1/2 в количестве 2шт. и золоуловителей типа циклонов НИИОГАЗ диаметром 1850 мм в количестве 4 шт.;

е) оборудованием для механического непрерывного шлакоудаления в пределах котла;

ж) оборудованием автоматического регулирования электронного типа;

з) установкой для обдувки конвективного пароперегревателя от золовых заносов, состоящей из выдвижных обдувочных паровых аппаратов типа ОГ-8 в количестве 4 шт.;

Топочные камеры каждого корпуса имеют внизу четырёхскатные воронки с наклоном всех скатов к горизонту $57^{\circ}12'$ и поды для жидкого шлакоудаления, выполненные под углом 7° к центральной летке. Площадь пода 25 м^2 , отверстие летки $700 \times 700 \text{ мм}$.

2.4.2 .Пароводяной тракт котла.

Питание котла осуществляется чистым конденсатом. Конденсат подается в узел питания котла питательными электронасосами с давлением 200 ата.

Регулировка подачи питательной воды в котел осуществляется регулирующим питательным клапаном (РПК) шиберного типа,

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

установленным на питательном трубопроводе за отборами на впрыски. Непосредственно перед РПК находится ДР – дифрегулятор, который служит для уменьшения передачи давления на РПК, до РПК по ходу питательной воды находится расходомерная шайба.

Питательная вода с температурой 242°С поступает во входную камеру водяного экономайзера – ВЭК. В ВЭК питательная вода подогревается до 300°С. Конструктивно экономайзер выполнен одноступенчатым, однопоточным. По высоте ВЭК разбит на два полупакета с разрывом между ними в 576 мм. Разрыв предусмотрен для осмотра и ремонта. Камеры экономайзера расположены между корпусами.

Из водяного экономайзера вода через угловой фильтр поступает во входные камеры НРЧ (нижней радиационной части). Камеры НРЧ расположены на фронтальной и задней стенке топки. Трубы НРЧ экранируют холодную воронку и часть топки. Экранирование НРЧ выполнено 60-ю параллельно включенными трубами, которые делают 6 витков (лент). Навивка труб слабонаклонная для уменьшения расслоения пароводяной смеси. Угол подъема в холодной воронке 11°2', в топке 8°50'.

Из выходных камер НРЧ пароводяная смесь с температурой 345 – 350 °С и влажностью 20 – 30 % через раздатчик поступает во входные камеры переходной зоны (ПЗ). Назначение раздатчика – равномерно распределять пароводяную смесь по входным камерам ПЗ и змеевикам. ПЗ является зоной, где насыщенный пар превращается в перегретый, и в ней происходит основное отложение солей. Поэтому переходная зона расположена в конвективной шахте в области низких газовых температур и тепловых напряжений. Это позволяет обеспечить более длительную работу ПЗ и использовать менее дорогостоящий материал (сталь 20). Входные и выходные камеры ПЗ расположены на стенах конвективной шахты между корпусами. Пакет ПЗ однопоточный с шахматным расположением труб.

Из ПЗ пар со слабым перегревом 350°С поступает через тройник во входные камеры СРЧ (средней радиационной части).

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На трубопроводе между ПЗ и СРЧ находится аварийный сброс (АС) для сброса насыщенного пара в атмосферу при аварийном снижении температур по тракту во избежание понижения температуры острого пара на выходе из котла. Производительность АС 50 т/ч.

Камеры СРЧ расположены на левой и правой сторонах топки. СРЧ экранирует топку над НРЧ в районе аэродинамического выступа 60-ю параллельно включенными трубами, которые делают 2 витка. Навивка труб слабонаклонная, угол подъема 12°34'.

Из СРЧ пар с температурой 390 – 400 °С по двум трубопроводам поступает во входную камеру ВРЧ (верхней радиационной части). Перед ВРЧ в оба трубопровода врезается впрыск 1 для регулирования температуры пара за ВРЧ (при эксплуатации котлов на Беловской ГРЭС впрыск 1 для регулирования температуры пара не используется).

ВРЧ экранирует верх топки над СРЧ, боковые и заднюю стены поворотной камеры. Витки ВРЧ делятся на два двухходовых потока: каждый из потоков экранирует половину фронтальной стены топки, боковую и половину задней стен поворотной камеры.

Из ВРЧ пар с температурой 450 – 480 °С по трубопроводу поступает в тройник, из которого по двум паропроводам во входные камеры крайних ширм (КрШ). В коле имеется 10 крайних ширм (по 5 с каждой стороны). По глубине ширма состоит из 11 труб, при этом 10-я и 11-я трубы охватывают ширму с обеих сторон и поддерживают ее. Между собой трубы в ширме скрепляются прихватками.

Из КрШ пар с температурой 510 – 520 °С двумя паропроводами подводится к входной камере паропарового вынесенного на фронт котла теплообменника, который служит для регулирования температуры промперегрева. По конструкции паровой теплообменник (ТО) представляет собой теплообменник “ труба в трубе “. ТО состоит из секций, по 28 на каждом корпусе. Каждая секция представляет собой трубу длиной 16 м и

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

диаметром 168 мм, изогнутую под углом 180°, с радиусом гиба 650 мм. Внутри этой трубы проходят 7 труб диаметром 32 мм. По внутренним трубам проходит острый пар, по внешней трубе (в межтрубном пространстве) – пар промежуточного перегрева.

Из ТО пар с температурой 460 – 470 °С двумя паропроводами поступает во входную камеру потолочного экрана (ПЭ), расположенную на фронтальной стене. Трубы потолочного экрана экранируют потолок топки и поворотной камеры (четырьмя потоками по 21 трубе в каждом потоке). У задней стенки поворотной камеры потоки поворачиваются в горизонтальной плоскости и возвращаются к фронтальной стенке, где расположена выходная камера ПЭ.

Из ПЭ пар с температурой 490 – 500 °С по паропроводу поступает во входную камеру средних ширм (СрШ). Средние ширмы аналогичны по конструкции крайним ширмам. Всего ширм по ширине газохода 8.

Из выходной камеры СрШ пар с температурой 530 – 540 °С по паропроводу поступает во входную камеру конвективного пароперегревателя (КПП – I). Перед КПП – I врезается впрыск II для регулирования температуры пара на выходе из КПП – I. Камеры КПП – I расположены на стене конвективной шахты между корпусами. Из КПП – I пар с температурой 545°С и давлением 140 ата поступает по главному паропроводу к стопорным клапанам ЦВД (цилиндра высокого давления) турбины. Сопротивление первичного тракта 41 ата.

Острый пар совершив работу в ЦВД турбины возвращается на промежуточный перегрев с температурой 357°С и давлением 27 ата.

Из ЦВД пар (пар промежуточный холодный – ППХ) по паропроводам поступает в паро-паровой теплообменник, где пар низкого давления нагревается паром высокого давления (греющий и нагреваемый движутся противоточно).

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Далее пар с температурой 400 – 450 °С двумя паропроводами подается в промежуточный конвективный пароперегреватель (КПП – II). КПП – II расположен в конвективной шахте следующим за КПП – I, по конструкции КПП – II двухпоточный. Камеры КПП – II расположены на боковых стенах конвективной шахты: входная и выходная камеры потока на одной стороне.

Из КПП – II пар с температурой 545°С и давлением 25 ата поступает через четыре трубопровода к ЦСД (цилиндру среднего давления) турбины.

Регулирование температуры пара за КПП – II осуществляется пропуском ППХ через байпас ТО (помимо теплообменника), расход пара через байпас составляет 30 – 70 % от общего расхода ППХ.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1.5 Турбинное отделение КТЦ

Острый пар от котлоагрегата подводится через два стопорных и четыре регулирующих клапана к цилиндру высокого давления (ЦВД) турбины. Отработав в ЦВД, пар уходит обратно в котлоагрегат на промежуточный перегрев, где пере-гревается до начальной температуры. После промперегрева пар подводится к цилиндру среднего давления (ЦСД) через два защитных и четыре регулирующих клапана. Из ЦСД пар по двум перепускным патрубкам поступает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД). Далее из двух выхлопных патрубков ЦНД пар поступает в конденсатор, где происходит конденсация пара.

Из конденсатора конденсат пара перекачивается конденсатными насосами (КЭН) через подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэратор. С напора КЭН конденсат подается в ПНД-1, вмонтированный в корпус конденсатора. Далее конденсат, через охладитель пара концевых уплотнений турбины (ПН – 100) и три подогревателя низкого давления (ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4), подается в деаэратор с параметрами: давление 6 ата и температура 152°C. В деаэраторе происходит очистка конденсата от агрессивных газов (O_2 и CO_2) путем доведения воды до состояния насыщения. Далее питательная вода (давление 200 ата и температура 158°C) питательными насосами подается в котел, превращается в перегретый пар.

1.5.1. Паровая турбина К – 200 – 130.

Паровая конденсационная турбина типа К – 200 – 130 – 1 представляет собой трёхцилиндровый одновальный агрегат с двумя выхлопами и с промежуточным перегрева пара номинальной мощностью 200000 кВт. (200 МВт). Число оборотов ротора 3000 об/мин.

Турбина рассчитана на работу при следующих основных параметрах:

- а) давление свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами 130 ата;
- б) температура свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами 545°C;

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

в) давление пара после промперегрева перед выходом в автоматические защитные клапаны ЦСД при номинальном режиме 21.3 ата (перед соплами 20.6 ата);

г) температура пара после промперегрева, перед выходом в автоматические защитные клапаны ЦСД - 545°C;

д) давление пара на выходе из ЦВД при нормальной мощности 23.2 ата (зависит от сопротивления в тракте промперегрева);

е) температура пара на выходе из ЦВД при нормальной мощности приблизительно 340°C;

ж) количество охлаждающей воды, проходящей через конденсатор, составляет 25000 м³/час при расчётной её температуре на выходе в конденсатор 10°C и расчетом вакууме 0.035 ата.

Допускается возможность работы турбины и вспомогательного оборудования турбоустановки с перегрузкой до 210 МВт при номинальных параметрах свежего пара, полностью включенной системе регенерации, чистой проточной части и температуре охлаждающей воды не выше 10°C и давления в регулирующей ступени ЦВД не более 98 ата.

Максимальный расход пара в турбине составляет 630 т/час.

Предельное давление в камере регулирующего колеса ЦВД составляет 98 ата.

Пар поступает к турбине через два стопорных клапана диаметром 200 мм, которые установлены впереди турбины.

Турбина имеет клапанное регулирование с сопловым парораспределением на ЦВД и дроссельным – на ЦСД. Четыре регулирующих клапана установлены непосредственно на цилиндре высокого давления (ЦВД).

Пар, отработавший в ЦВД, поступает в промперегреватели котла, где подогревается до 545⁰С.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

После промежуточного перегрева пар поступает в цилиндр среднего давления (ЦСД) через два защитных клапана диаметром 420 мм, расположенных по обе стороны ЦСД.

От защитных клапанов пар поступает в ЦСД через четыре регулирующих клапана, которые расположены непосредственно на цилиндре. Управление регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД производится сервомотором.

Из цилиндра среднего давления пар поступает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД), а затем из каждой выхлопной части в свой конденсатор.

Фикспункт турбины расположен на боковых рамах передней части ЦНД.

В ЦВД расположены 12 ступеней давления, в ЦСД – 11 ступеней, в ЦНД – 8 ступеней (по 4 ступени в каждом потоке).

Ротор турбины вращается по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника на генератор. Роторы ЦВД и ЦСД соединены между собой жесткой муфтой и имеют один общий средний подшипник.

Для сокращения времени подогрева ЦВД и ЦСД при пуске фланцы горизонтального разъема цилиндров имеют паровой обогрев.

Турбина имеет валоповоротное устройство для вращения ротора со скоростью 3,4 об/мин., в целях равномерного прогрева при пуске и равномерного остывания после остановки турбины.

1.5.2. Система регулирования турбины.

Общая характеристика.

Паровая турбина К – 200 – 130 ЛМЗ снабжена гидравлической системой регулирования, которая обеспечивает требуемые открытия регулирующих клапанов в соответствии с изменением электрической нагрузки. Неравномерность регулирования скорости около 4 %.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Все управление турбины при пуске и при работе под нагрузкой осуществляется при помощи блока золотников регулятора скорости, который снабжен маховиком ручного воздействия и электродвигателем для дистанционного управления турбиной со щита. Блок золотников регулятора скорости осуществляет в нужной последовательности взведение золотников регулятора безопасности, открытие сервомоторов автоматических затворов, открытие сервомоторов защитных клапанов ЦСД, а также изменение нагрузки турбины и изменение числа оборотов при синхронизации турбины.

Автомат разгрузки по вакууму и давлению свежего пара снижает нагрузку турбины при падении давления свежего пара перед турбиной и при повышении давления в конденсаторе.

Для предохранения турбогенератора от чрезмерного повышения угловой скорости вращения ротора турбина снабжена системой защиты, которая прекращает подачу свежего пара в ЦВД турбины и пара после промежуточного перегрева в ЦСД турбины при повышении числа оборотов на 11 – 12 % сверх нормального. Кроме того предусмотрена защита турбины от чрезмерного осевого сдвига ротора, аварийного падения вакуума и аварийного повышения температуры свежего пара. Соответствующие датчики воздействуют на защиту турбины через электромагнитный выключатель.

Турбина имеет электромагнитный выключатель, при срабатывании которого закрываются стопорные, защитные и регулирующие клапана. Электромагнитный выключатель отключает турбину при следующих отклонениях от нормальной работы:

- а) при осевом сдвиге ротора в сторону генератора на 1,2 мм и в сторону ЦВД на 1,7 мм (положение «0» устанавливается, когда ротор прижат в сторону генератора);
- б) при падении вакуума до 540 мм рт. ст.;
- в) при падении давления в системе смазки до 0,3 ати.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Доступ пара в турбину может быть прекращен быстро путем воздействия персонала на кнопку ручного отключения турбины непосредственно у турбины или дистанционно со щита управления.

Исполнительными органами системы регулирования являются: стопорные клапаны ЦВД, защитные клапаны ЦСД и регулирующие клапаны ЦВД и ЦСД. Стопорные клапаны предназначены для быстрого прекращения подачи пара в ЦВД турбины. Защитные клапаны ЦСД предназначены для предотвращения разгона турбины паром из промежуточного перегревателя при сбросах электрической нагрузки и срабатывании защиты турбины. Стопорные и защитные клапана имеют собственные сервомоторы, расположенные на самих клапанах. Регулирование подачи пара осуществляется регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД. Регулирующие клапаны ЦВД и ЦСД перемещаются кулачковыми валами, расположенными на крышках ЦВД и ЦСД и соединенными ременной связью с поршнем главного сервомотора. Главный сервомотор расположен между ЦВД и ЦСД. Главный масляный насос, регулятор скорости, блок золотников регулятора скорости, промежуточный золотник и автомат разгрузки по вакууму и давлению свежего пара расположены в корпусе переднего подшипника турбины.

1.5.3. Масляная система.

В масляной системе регулирования и смазки применяется турбинное масло марки 22 «Л» ГОСТ 32 – 53. Подача масла с давлением 20 ати в систему регулирования при пуске турбины осуществляется масляным электронасосом переменного тока. Напорное масло от этого же насоса подается к масляному инжектору, установленному в масляном баке и обеспечивающему маслом при давлении около 1 ати всасывание главного масляного насоса турбины и питание второго инжектора, также установленного в масляном баке. Второй инжектор подает масло в систему смазки до маслоохладителей с давлением около 3 ати и с давлением 1 ати в

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

систему смазки после маслоохладителей. Во второй инжектор так же, как и в первый подается масло с давлением 20 ати от пускового маслонасоса.

При нормальной работе турбины подача масла на регулирование с давлением 20 ати и на смазку подшипников с давлением 1 ати (через масляные инжекторы) осуществляется центробежным масляным насосом турбины, установленным в переднем подшипнике, и приводимым непосредственно от ротора турбины. Масляный инжектор обеспечивает подпор масла на всасе центробежного насоса.

При остановке турбины или при вращении ее валоповоротным устройством снабжение маслом системы смазки осуществляется масляным электронасосом смазки (переменного тока). Работа электронасоса смазки переменного тока дублируется масляным насосом смазки постоянного тока, питаемым от аккумуляторной батареи. Масляные электронасосы системы смазки могут быть включены как от руки, так и автоматически от реле пуска.

Реле пуска электронасоса:

- а) включает электронасос с двигателем переменного тока и подает световой сигнал при падении давления в системе смазки до 0,6 ати
- б) включает электронасос с двигателем постоянного тока при падении давления в системе смазки до 0,5 ати
- в) отключает валоповоротное устройство при падении давления в системе смазки до 0,3 ати.

Пусковой электронасос системы регулирования для нормальной работы имеет электродвигатель с частотой вращения ротора 1000 об/мин и развивает давление 20 ати.

Емкость масляного бака турбины 28 м³, а вместе с заполненными маслоохладителями и маслопроводом около 32 м³. Бак снабжен указателями уровня масла, в которых имеются контакты для подачи световых сигналов при минимальном и максимальном уровне масла в баке.

Установка имеет четыре маслоохладителя. Допускается отключение одного маслоохладителя при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не выше 30°C.

1.5.4. Конденсационная установка.

Конденсационная установка состоит из двух поверхностных конденсаторов, воздухоудаляющего устройства, хозяйственного эжектора и конденсатных насосов.

Поверхность охлаждения каждого конденсатора типа 200 ЦКС – 2 составляет 4500 м². Оба конденсатора по паровой части соединяются уравнительным патрубком. Каждый конденсатор имеет отдельный подвод и отвод охлаждающей воды, что дает возможность отключить один конденсатор по воде и производить чистку трубок при работе турбины со сниженной нагрузкой.

Конденсатор имеет встроенные в паровую часть специальные камеры, в которые устанавливаются секции ПНД-1.

В конденсаторе предусмотрено специальное устройство для приема пара при пусках турбины и сбросах нагрузки в количестве до 300 т/час при давлении 6 ата и температуре 170°C. Предусмотрено также устройство для приема добавки химически обессоленной воды в количестве до 30 т/час при давлении 1 – 5 ата и температуре 40°C.

Гидравлическое сопротивление каждого конденсатора при чистых трубах и расходе охлаждающей воды 12500×2 м³/час составляет 3,3 м вод. ст. Наибольшее допустимое рабочее давление внутри водяного пространства 1 ати.

Постоянный уровень в конденсаторе поддерживается электронным регулятором и устройством для рециркуляции конденсата при малых расходах.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных эжекторов типа ЭП – 3 – 700 – 1 и одного пускового эжектора типа ЭП – 1 – 1100 – 1.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные эжекторы обеспечивают нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и других вакуумных аппаратах теплообмена, расход пара на эжектор 700 кг/час. Пусковой эжектор предназначен для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе до 500 – 600 мм рт. ст., расход пара на эжектор 1100 кг/час.

Хозяйственный эжектор циркуляционной системы предназначен для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для откачки конденсата из конденсаторов в деаэратор через холодильники эжекторов и подогреватели низкого давления установка имеет три конденсатных насоса типа 12КСВ 9-4. Производительность каждого насоса 300 м³/час (один насос резервный), напор 170 м вод. ст. Конденсатные насосы приводятся в движение от электродвигателя АВ – 113 – 4, мощностью 250 кВт с частотой вращения ротора 1480 об/мин.

1.5.5. Система регенерации

Регенеративная установка предназначена для подогревания питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Регенеративная установка состоит из четырех подогревателей низкого давления, деаэрата и трех подогревателей высокого давления; установкой предусматривается также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтовых уплотнений.

Конденсат греющего пара ПНД – 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара ПНД – 2, ПНД – 3 и ПНД – 4 сливается каскадно в ПНД – 2

и откачивается сливным насосом в линию основного конденсата. Установка имеет два сливных насоса (один резервный). Каждый подогреватель низкого давления (кроме ПНД – 1) снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя управляемым электронным регулятором.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конденсат греющего пара подогревателей высокого давления сливается каскадно в ПВД – 5 и подается в деаэратор.

Отсос пара из крайних камер лабиринтовых уплотнений турбины производится в специальный вакуумный охладитель ПС – 50, снабженный эжектором, поддерживающим давление в охладителе 0,95 – 0,97 ата.

1.5.6. Деаэратор

Деаэратор предназначен для удаления из питательной воды кислорода и свободной углекислоты. Требования к деаэрационной установке: содержание остаточного кислорода в деаэрированной воде допускается не выше 10 мкг/кг, свободная углекислота должна отсутствовать.

Процесс деаэрации питательной воды в деаэраторе смешивающего типа заключается в нагреве воды до температуры насыщения и удаления из нее газов при контактировании с паром. Деаэрируемая вода поступает в водораспределитель, из которого каскадом сливается по горизонтальным тарелкам (ситам). Проходя сита, вода разделяется на мелкие, обеспечивающие большую поверхность контакта с греющим паром, поступающим снизу колонки. Деаэрированная вода собирается в баке – аккумуляторе. Смесь не сконденсировавшегося в колонке пара и газов – выпар деаэратора – удаляется через штуцер расположенный в верхней части колонки.

На блоках установлено по два бака – аккумулятора (емкостью по 90 м³ каждый) с деаэрационными колонками типа ДСП – 400 (производительностью по 400 т/час). Обе деаэрационные установки включаются параллельно по всем потокам и имеют уравнительную линию по пару, уравнительной линией по воде служит всасывающий коллектор питательных насосов.

Греющим паром деаэраторов является пар третьего отбора.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

1.5.7. Питательный насос.

Питательные электронасосы (ПЭН) предназначены для питания водой прямоточных котлов ПК – 40 – 1, производительностью 640 т/час с параметрами пара: давление 130 ата и температура 545°C. На каждом блоке установлено три питательных насоса, которые делятся на два типа: ПЭН А и ПЭН В – тип ПЭ – 430 – 200; ПЭН Б – тип ПЭ – 580 – 200. Характеристики насосов представлены в таблице 1

Таблица 2-Характеристика насосов.

Тип	ПЭ – 430 – 200	ПЭ – 580 – 200
Производительность, м ³ /час	430	580
Давление в приемном патрубке, ата	6,7	6,7
Давление в напорном патрубке, ата	206,7	206,7
Частота вращения ротора, об/мин	2980	2980
Диапазон работы насоса, м ³ /час	130 – 430	130 – 580

Питательный насос – центробежный, горизонтальный, одиннадцатиступенчатый, двухкорпусный. Наружный корпус кованый из углеродистой стали, является базовой деталью насоса. К корпусу приварены всасывающий и напорный патрубки и опорные лапы. Внутренний корпус – секционный, направляющие аппараты и рабочие колеса выполнены из нержавеющей стали, секции стянуты между собой болтами. Стыки секций имеют двойное уплотнение: резиновыми кольцами и металлическим контактом торцевых плоскостей. Ротор насоса состоит из вала, 11 рабочих колес и разгрузочного диска.

Насос имеет рециркуляцию питательной воды на всас.

Опорами ротора служат подшипники скольжения. Корпуса подшипников чугунные, вкладыши стальные с баббитовой заливкой. Смазка подшипников

– принудительная от пускового маслоснасоса при пуске и от основного при работе.

Привод ПЭН осуществляется от асинхронных электродвигателей типа АТД/АС – 4000 (насос ПЭ – 430 – 200), мощностью 4000 кВт и типа АС – 5000 (насос ПЭ – 580 – 200), мощностью 5000 кВт. Электродвигатели ПЭН питаются от трехфазной сети напряжением 6000 В.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА К-200-130

Целью расчета является определение расхода пара на турбину и технико-экономические показатели. Расчет ведем по методике [4,5,6]

Исходные данные:

- номинальная электрическая мощность 210 МВт;

параметры пара:

- начальное давление 12,75 МПа;
- начальная температура 540°C;

Давление пара в отборах:

$P_1=3,8$ МПа;

$P_2=2,56$ МПа;

$P_3=1,2$ МПа;

$P_4=0,63$ МПа;

$P_5=0,27$ МПа;

$P_6=0,125$ МПа;

$P_7=0,026$ МПа;

Давление в камере регулирующей ступени: 9,6 МПа;

Давление в деаэраторе питательной воды: 0,687 МПа;

Давление в деаэраторе добавочной воды: 0,12 МПа;

Внутренний относительный КПД ЧВД турбины: 0,88

Внутренний относительный КПД регулирующей ступени: 0,76

Внутренний относительный КПД ЧНД турбины: 0,86

Недогрев воды во всех ПВД: 3°C

Недогрев воды в П5: 3°C

Недогрев воды в П6: 5°C

Недогрев воды в П7: 7°C

Давление пара в ПП: 2,35 МПа

Температура пара в ПП: 540°C

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Принципиальная тепловая схема блока К-210-130 представлена на рисунке 1.

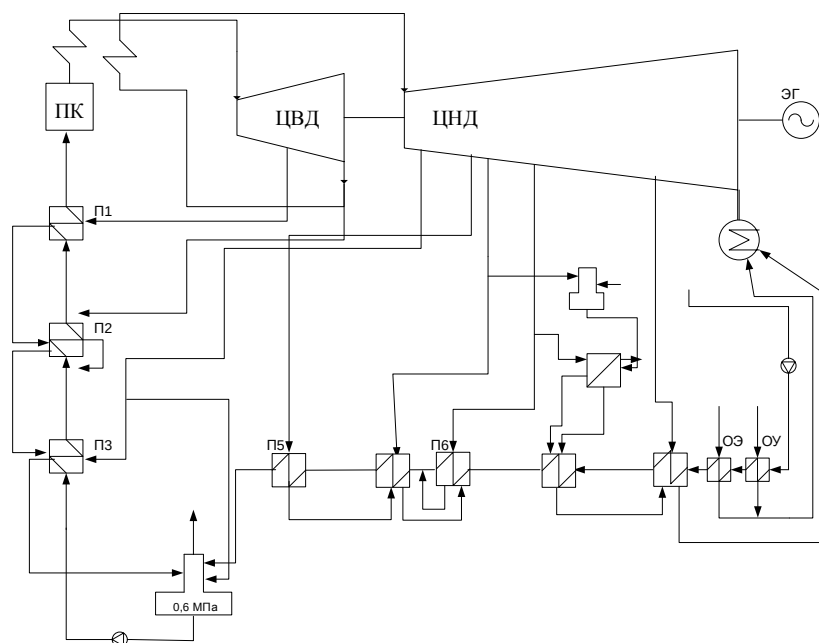


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема рассчитываемой турбоустановки

2.1 .Построение процесса расширения пара в турбине в hS- диаграмме и составление сводной таблицы параметров пара и воды.

Процесс необходим для определения параметров пара в отборах турбины и действительных теплоперепадов. Процесс расширения пара в конденсационной турбине с промежуточным перегревом приведен на рисунке 2. Турбина имеет семь регенеративных отборов пара.

Таблица 3 - Значения КПД η_{oi} цилиндров турбины типа К-210-130

Относительный внутренний КПД η_{oi} цилиндров			
ЦВД	Р.С	ЦНД	
0,88	0,76	0,86	

2.1.1 Определяется точка 0 с заданным параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0 = 12,75 \text{ МПа}$, $t_0 = 540^\circ \text{ С}$ и энтальпия $h_0 = 3448 \text{ кДж / кг}$.

2.1.2. Определяем давление точки 0' за стопорным и регулирующим клапанами турбины по h-s диаграмме на пересечении энтальпии h_0 и давления P_0' меньше P_0 на величину потерь от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) клапанах $P_0' = (0.97 \div 0.95) \cdot P_0 = 11,9 \text{ МПа}$. Принимаем $P_0' = 12,24 \text{ МПа}$. Энтропия пара на входе в регулирующую ступень

$$S'_0 = f(P'_0, h_0) = 6,605 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Теоретическая энтальпия пара на выходе из регулирующей ступени:

$$h^{PC}_t = f(P_{PC}, S'_0) = 3366,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад регулируемой ступени:

$$H^{PC}_0 = h_0 - h^{PC}_t = 3448 - 3366,3 = 81,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительный теплоперепад регулируемой ступени:

$$H^{PC}_i = H^{PC}_0 \cdot \eta^{PC}_{oi} = 81,7 \cdot 0,76 = 62,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительная энтальпия пара на выходе из регулирующей ступени:

$$h_{PC} = h_0 - h^{PC}_i = 3448 - 62,1 = 3385,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтропия пара на выходе из регулируемой ступени:

$$S_{0,HP} = f(P_{PC}, h_{PC}) = 6,63 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Располагаемый теплоперепад нерегулируемых ступеней ЦВД:

$$H^{ЦВД}_{0,HP} = h_{PC} - h_{2t} = 3385,9 - 3006,7 = 379,2 \text{ кДж / кг}.$$

2.1.4. Действительный теплоперепад нерегулируемых ступеней ЦВД:

$$H^{ЦВД}_{i,HP} = H^{ЦВД}_{0,HP} \cdot \eta^{ЦВД}_{oi} = 379,2 \cdot 0,88 = 333,7 \text{ кДж / кг}.$$

$$h_2 = 3052,2 \text{ кДж / кг}$$

$$h_1 = 3141,9 \text{ кДж / кг}$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H^{ЦВД}_i = H^{ЦВД}_{i,HP} + H^{PC}_i = 333,7 + 62,1 = 395,8 \text{ кДж / кг}$$

2.1.5. На пересечении давления P_{III} с заданной температурой $t_{III} = 540^\circ$

С по рекомендации $t_{III} = t_0$ находим $h_{III} = 3553,3 \text{ кДж / кг}$.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1.6. Определяем давление P_{III}' на входе в ЦСД с учетом потерь давления ($2 \div 4\%$) в отсечных клапанах как $P_{III}' = (0.98 \div 0.96) \cdot P_{III} = 2,256 \text{ МПа}$.

$$h_{7t} = 2831 \text{ кДж / кг}.$$

2.1.7 Располагаемый теплоперепад ЦНД:

$$H_0^{ЦНД} = h_{III} - h_{Kt} = 3553,3 - 2252,3 = 1301 \text{ кДж / кг}.$$

2.1.8 Действительный теплоперепад ЦНД:

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 1301 \cdot 0,86 = 1118,6 \text{ кДж / кг}.$$

$$h_K = h_{III} - H_i^{ЦНД} = 3553,3 - 1118,6 = 2434,5 \text{ кДж / кг}$$

$$h_3 = 3365,6 \text{ кДж / кг} \quad h_4 = 3199,3 \text{ кДж / кг} \quad h_5 = 3014,6 \text{ кДж / кг} \quad h_6 = 2875,7 \text{ кДж / кг}$$

$$h_7 = 2653,4 \text{ кДж / кг}$$

2.1.8 Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{ЦВД} + H_i^{ЦНД} = 395,8 + 1118,6 = 1514,4 \text{ кДж / кг}.$$

По полученным данным строим процесс расширения пара в турбине (рисунок 2).

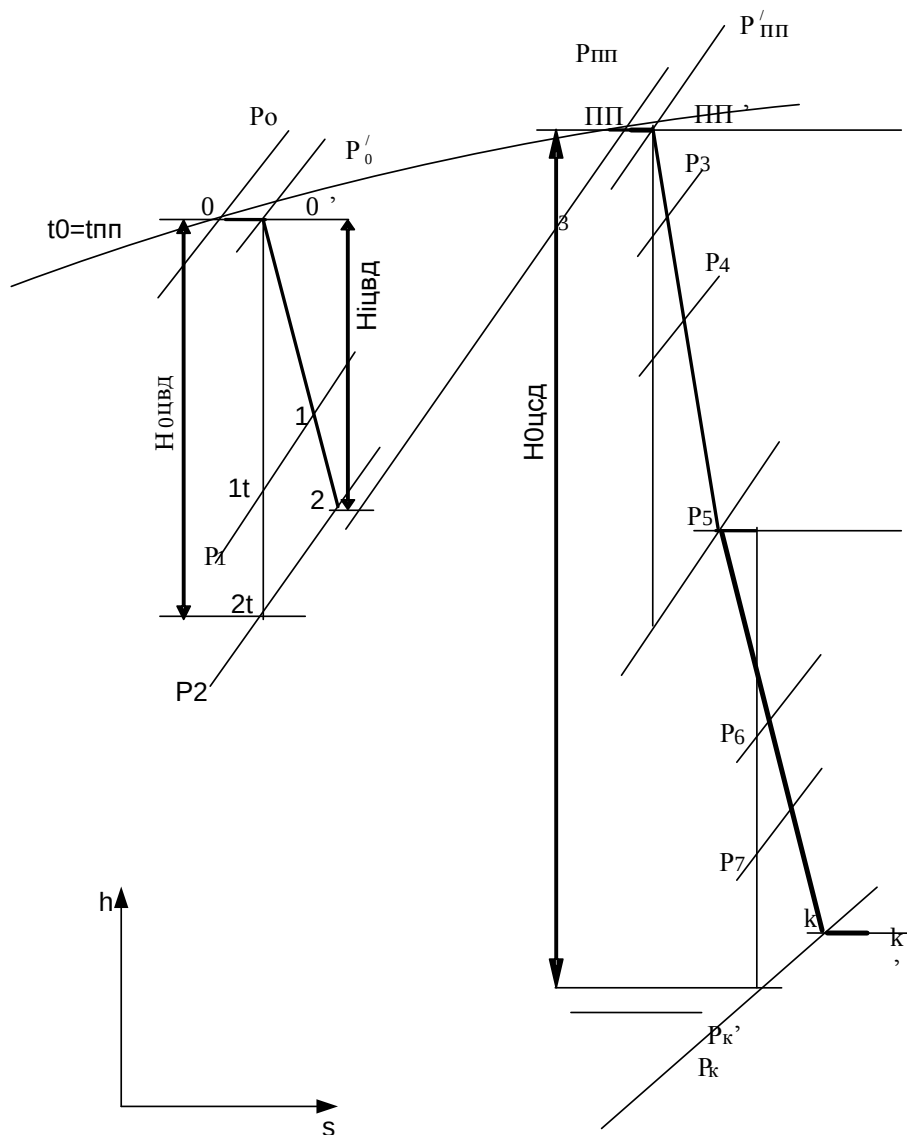


Рисунок 2. Процесс расширения пара в турбине К-210-130 при наличии промперегрева

2.2 Составление сводной таблицы параметров воды и водяного пара

Таблица 2- Сводная таблица параметров воды и водяного пара

	Ротб	t	hотб	Рп	th	h'	тпв,ок,св	hпв,ок,	Hj	Yj
П1	3,8	368,02	3141,9	3,619	244,5	1 059,0	241,49	1 046,4	306,1	0,798
П2	2,56	318,47	3052,2	2,438	222,6	955,8	219,63	946,3	395,8	0,739
П3	1,2	448,64	3365,6	1,143	185,8	788,7	182,77	783,3	583,5	0,615
П4	0,63	366,16	3199,3	0,600	158,8	670,5	155,83	657,6	749,8	0,505
П5	0,27	272,54	3014,6	0,257	128,3	539,3	125,34	527,0	934,5	0,383
П6	0,125	200,72	2875,7	0,119	104,6	438,3	99,55	417,9	1 073,4	0,291
П7	0,026	83,46	2653,4	0,025	64,7	271,0	57,75	242,7	1 295,7	0,144
К	0,0039	28,52	2434,5	0,004	27,7	116,1	27,69	116,1	1 514,6	0,000

h_o 3448

H_i 1514,4

□h_{mm} 501,1

2.3 Составление уравнений материального баланса

2.3.1 Материальные балансы по пару

Относительный расход пара из парогенерирующей установки равен

$$\alpha_{\text{пг}} = \alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{упл}},$$

где $\alpha_{\text{ту}} = \alpha_0 = 1$ – расход пара на турбоустановку;

$\alpha_{\text{ут}} = 0,02$ – относительный расход утечек;

$\alpha_{\text{упл}} = 0,01$ – относительный расход пара на уплотнения турбины.

$$\alpha_{\text{пг}} = 1 + 0,02 + 0,01 = 1,03$$

2.3.2 Материальные балансы по воде

Относительный расход питательной воды определяется как

$$\alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пг}} + \alpha_{\text{пр}},$$

где $\alpha_{\text{пр}} = 0,02$ – относительный расход продувочной воды парогенератора барабанного типа.

$$\alpha_{\text{пв}} = 1,03 + 0,02 = 1,05$$

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела, определяется как

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{вн}} + \alpha_{\text{внеш}},$$

где $\alpha_{\text{вн}} = \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{пр}}^{\text{и}} = 0,02 + 0,0002 = 0,0202$ – относительные внутренние потери рабочего тела;

$\alpha_{\text{пр}}^{\text{и}} = 0,01 \cdot \alpha_{\text{ут}} = 0,01 \cdot 0,02 = 0,0002$ – расход продувочной воды испарительной установки;

$\alpha_{\text{внеш}} = 0$ – относительные внешние потери рабочего тела отсутствуют, поскольку нет отпуска пара потребителям.

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0 + 0,0202 = 0,0202$$

2.4 Расчет атмосферного деаэратора

Расчетная схема основного деаэратора представлена на рисунке 3.

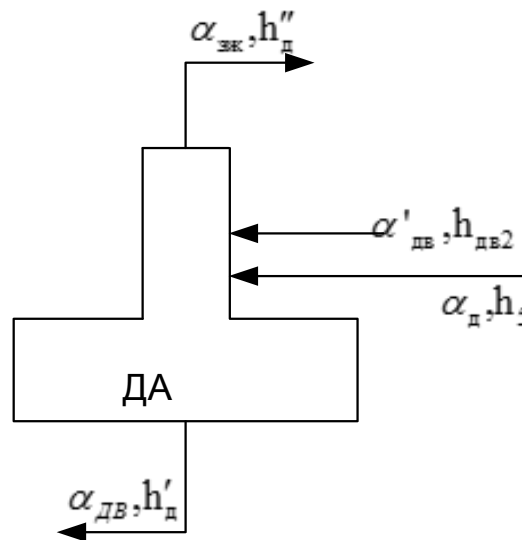


Рисунок 3 – Расчетная схема деаэратора

Целью расчета деаэратора будет являться расчет относительного расхода пара на деаэратор. Уравнения теплового и материального баланса деаэратора:

$$\alpha'_{дв} \cdot h_{дв2} + \alpha_{да} \cdot h_5 = \alpha_{дв} \cdot h'_д + \alpha_{эж} \cdot h''_д$$

$$\alpha'_{дв} + \alpha_{да} = \alpha_{дв} + \alpha_{эж}$$

Давление в деаэраторе $p_д = 0,1$ МПа.

$$\alpha'_{дв} \cdot 20 \cdot 4,19 + \alpha_{да} \cdot 3014,6 = (0,0202 \cdot 417,4 + 0,0025 \cdot 2675) / 0,99$$

$$\alpha'_{дв} + \alpha_{да} = 0,0202 + 0,0025$$

В ходе решения уравнения имеем:

$$\alpha_{да} = 0,00451$$

$$\alpha'_{дв} = 0,018$$

2.5 Расчет испарителя

Испаритель служит для восполнения потерь рабочего тела дистиллятом, полученной из деаэрированной предварительно добавочной воды термическим способом. Расчетная схема испарителя представлена на рисунке 4

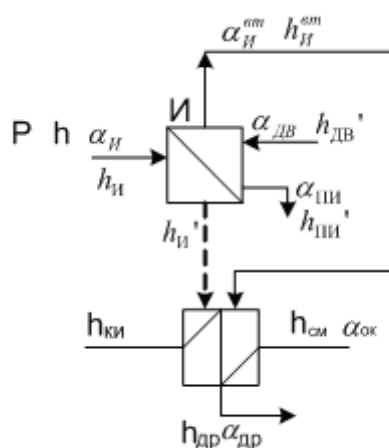


Рисунок 4 – Расчетная схема испарительной установки

Целью расчета испарителя является определение относительного расхода греющего пара $\alpha_{\text{Н}}$. Этот расход определяется при решении уравнения теплового баланса испарителя:

$$\alpha_{\text{и}} (h_{\text{г}} - h'_{\text{и}}) \eta_{\text{п}} = \alpha_{\text{и}}^{\text{вт}} (h''_{\text{вт и}} - h_{\text{хов}}) + \alpha_{\text{пи}} (h'_{\text{вт и}} - h_{\text{хов}}),$$

где $h_{\text{г}}$, $h'_{\text{и}}$ – энтальпии пара и дренажа для отбора, из которого пар поступает на испаритель; $h''_{\text{вт и}}$, $h'_{\text{вт и}}$ – энтальпии вторичного пара и продувочной воды испарителя, определяются для состояния насыщения при температуре $t_{\text{и}}^{\text{вт}}$, которая принимается на $12 \div 15^\circ\text{C}$ меньше температуры насыщения греющего пара.

$$\alpha_{\text{и}}^{\text{вт}} = \alpha_{\text{дв}} - \alpha_{\text{пи}} = 0,0202 - 0,0001 = 0,0201$$

$$\alpha_{\text{и}} \cdot (2875,7 - 438,3) \cdot 0,98 = 0,0201 \cdot (2664 - 417,4) + 0,0001(388,3 - 417,4).$$

$$\alpha_{\text{и}} = 0,0185$$

2.6 Расчет группы подогревателей высокого давления

Расчетная схема группы ПВД представлена на рисунке 5.

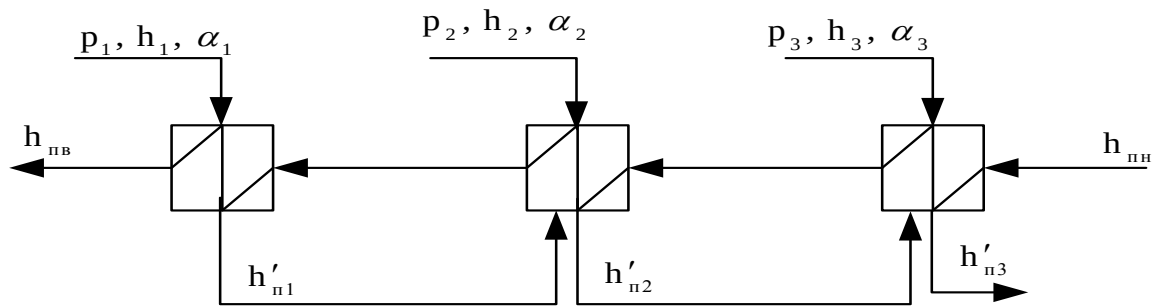


Рисунок 5 – Расчетная схема группы ПВД

Давление за питательным насосом определяется [3]

$$p_{\text{пн}} = (1,3 \div 1,5) \cdot p_0 = 1,3 \cdot 12,75 = 16,575 \text{ МПа.}$$

Повышение энтальпии в питательном насосе составляет

$$\Delta h_{\text{пв}} = v'_d \cdot (p_{\text{пн}} - p_d) / \eta \cdot 10^3, \text{ кДж/кг,}$$

где v'_d - удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении в деаэраторе,
 $p_{\text{пн}} - p_d$ - разность давлений питательной воды за ПН и после деаэратора, МПа.

$$v'_d = f(P_d) = 0,0011 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

$$\Delta h_{\text{пв}} = 0,00113 \cdot (16,575 - 0,687) / 0,85 \cdot 10^3 = 21,12 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия питательной воды за питательным насосом для составления тепловых балансов в системе ПВД

$$h_{\text{пн}} = h'_d + \Delta h_{\text{пв}} = 693,9 + 21,12 = 715,02 \text{ кДж/кг.}$$

Температуру и энтальпию питательной воды за каждым СП имеем из сделанного ранее распределения температур (таблица параметров).

$$\alpha_{\text{пв}} = 1,05$$

Уравнения теплового баланса для преобразованной схемы ПВД:

$$\begin{aligned} & \left[\alpha_1 \cdot (h'_{п1} - h'_{п2}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h'_{п2}) \right] \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) \\ & \left[(\alpha_2 + \alpha_1) \cdot (h'_{п2} - h'_{п3}) + \alpha_3 \cdot (h_3 - h'_{п3}) \right] \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{вн}) \\ & \alpha_1 \cdot (h_1 - h'_{п1}) \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (h_{в1} - h_{в2}) \\ & \left[\alpha_1 \cdot (1059 - 955,8) + \alpha_2 \cdot (3052,2 - 955,8) \right] \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (1046,4 - 946,3) \\ & \left[(\alpha_2 + \alpha_1) \cdot (955,8 - 788,7) + \alpha_3 \cdot (3365,6 - 788,7) \right] \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (783,3 - 715,02) \\ & \alpha_1 \cdot (3141,9 - 1059) \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot (1046,4 - 946,3) \end{aligned}$$

В результате решения системы уравнений

$$\alpha_1 = 0,051;$$

$$\alpha_2 = 0,081$$

$$\alpha_3 = 0,02;$$

2.7 Расчет деаэратора питательной воды

Расчетная схема основного деаэратора представлена на рисунке 6.

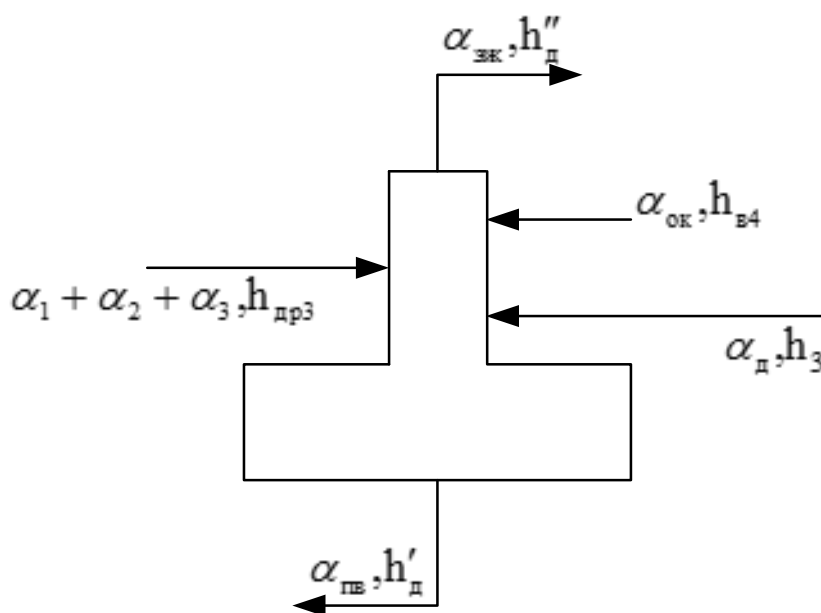


Рисунок 6 – Расчетная схема деаэратора

Целью расчета деаэратора будет являться расчет относительного расхода пара на деаэратор и расхода основного конденсата, поступающего из П4.

Уравнения теплового и материального баланса деаэратора:

$$(\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h_{др3} + \alpha_d \cdot h_3 + \alpha_{ок} \cdot h_{B4} = \alpha_{пв} \cdot h'_d + \alpha_{эж} \cdot h''_d$$

$$\alpha_{рп}^n + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_d + \alpha_{ок} = \alpha_{пв} + \alpha_{эж}$$

Давление в деаэраторе $p_d = 0,6$ МПа.

$$(0,051 + 0,081 + 0,02)788,7 + \alpha_d \cdot 3365,6 +$$

$$+ \alpha_{ок} \cdot h_{см} = (1,05 \cdot 664,8 + 0,005 \cdot 2755) / 0,99$$

$$0,051 + 0,081 + 0,02 +$$

$$+ \alpha_d + \alpha_{ок} = 1,05 + 0,005$$

В ходе решения имеем

$$\alpha_d = 0,006066$$

$$\alpha_{ок} = 0,895$$

3.8 Расчет группы ПНД

Температура основного конденсата на входе в первый подогреватель низкого давления определяется с учетом подогрева в охладителе уплотнений и охладителе эжектора. Нагрев основного конденсата в ОУ принимается равным $\Delta t_{oy} = (1 \div 3)^\circ\text{C}$, а в ОЭ $\Delta t_{оэ} = (3 \div 5)^\circ\text{C}$. Примем $\Delta t_{oy} = 2^\circ\text{C}$ и $\Delta t_{оэ} = 4^\circ\text{C}$.

Таким образом, повышение энтальпии при подогреве основного конденсата в ОУ и ОЭ

$$\Delta h_{ок} = (\Delta t_{oy} + \Delta t_{оэ}) \cdot c_p, \text{ кДж/кг},$$

где $c_p = 4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ – теплоемкость воды.

$$\Delta h_{ок} = (2 + 4) \cdot 4,19 = 25,14 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия основного конденсата на входе в первый подогреватель низкого давления

$$h_{ок} = h'_к + \Delta h_{ок} = 119,6 + 25,14 = 144,74 \text{ кДж/кг},$$

где $h'_k = f(p_k) = 119,6$ кДж/кг – энтальпия воды на линии насыщения по давлению в конденсаторе

Уравнения теплового и материального баланса для группы ПНД.

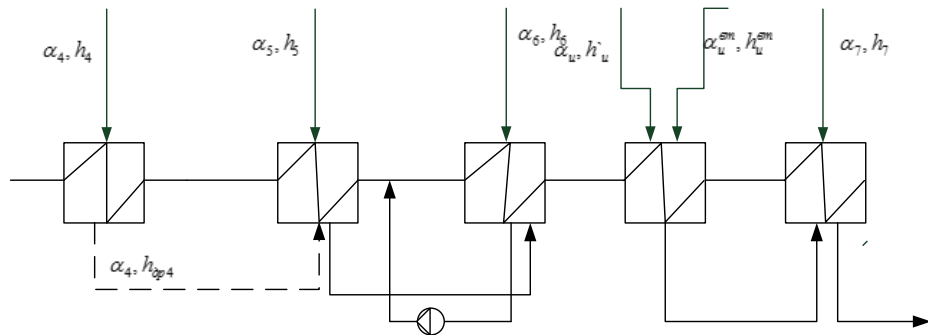


Рисунок 7 Расчетная схема П4,П5,КИ,П6,П7

Система уравнений для расчёта

Тепловой баланс для П7

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h'_7) + \alpha_{КИ} \cdot (h'_{КИ} - h'_7) = (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (h_{Б7} - h_{ОК1})$$

$$\alpha_7 \cdot (2653,4 - 271) + \alpha_{КИ} \cdot (388,3 - 271) = (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (438,3 - 144,74)$$

Тепловой баланс для конденсатора испарителя:

$$(\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (h_{КИ} - h_{Б7}) \cdot \eta_n =$$

$$(\alpha_{И} (h'_И - h'_{КИ}) + \alpha^{gm}_{И} \cdot (h^{gm}_{ПИ} - h'_{КИ}))$$

$$\alpha_{КИ} = \alpha_u + \alpha_u^{gm} = 0,0201 + 0,0185 = 0,0386$$

$$(\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (h_{КИ} - 271) \cdot \eta_n =$$

$$(\alpha_{И} (438,3 - 388,3) + 0,0201 \cdot (2664 - 388,3))$$

Тепловой баланс для П6

$$(\alpha_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (\alpha_5 + \alpha_4) \cdot (h'_5 - h'_6)) \cdot \eta$$

$$= (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (h_{Б6} - h_{КИ})$$

$$(\alpha_6 \cdot (2875,7 - 438,3) + (\alpha_5 + \alpha_4) \cdot (539,3 - 438,3)) \cdot \eta$$

$$= (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot (417,9 - h_{КИ})$$

Точка смешения

$$(\alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_6) \cdot h'_6 + (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7) \cdot h_{Б6} = (\alpha_{ОК1} + \alpha_{КИ} + \alpha_7 + \alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_6) \cdot h_{см}$$

Тепловой баланс для П5

$$\begin{aligned}
 &(\alpha_5 \cdot (h_5 - h'_5) + (\alpha_4) \cdot (h'_4 - h'_5)) \cdot \eta \\
 &= (\alpha_{OK1} + \alpha_{KH} + \alpha_7 + \alpha_5 + \alpha_4) \cdot (h_{65} - h_{CM}) \\
 &(\alpha_5 \cdot (3014,6 - 539,3) + (\alpha_4) \cdot (670,5 - 539,3)) \cdot \eta \\
 &= (\alpha_{OK1} + \alpha_{KH} + \alpha_7 + \alpha_5 + \alpha_4) \cdot (527 - h_{CM})
 \end{aligned}$$

Тепловой баланс для П4

$$\begin{aligned}
 &\alpha_4 \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta = (\alpha_{OK1} + \alpha_{KH} + \alpha_7 + \alpha_5 + \alpha_4) \cdot (h_{64} - h_{65}) \\
 &\alpha_4 \cdot (3199,3 - 670,5) \cdot \eta = (\alpha_{OK1} + \alpha_{KH} + \alpha_7 + \alpha_5 + \alpha_4) \cdot (657,6 - 527)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \alpha_4 &= 0,046; & \alpha_6 &= 0,033; \\
 \alpha_5 &= 0,037; & \alpha_7 &= 0,03; \\
 \alpha_{OK*} &= 0,71; \\
 h_{KH} &= 302,65 \text{ кДж/кг}; & h_{CM} &= 420,557 \text{ кДж/кг};
 \end{aligned}$$

Расход пара в конденсатор:

$$\alpha_K = 1 - \sum \alpha_j = 1 - 0,372 = 0,628$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

2.9 Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяются по формуле:

$$G_0 = \frac{N_y \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)},$$

Таблица 4 – определение расхода пара

Относительный расход пара в отборах, α	Коэффициент недовыработки мощности	$\alpha_j \cdot y_j$
0,051	0,798	0,041
0,081	0,739	0,060
0,02606	0,615	0,016
0,046	0,505	0,023
0,04151	0,383	0,016
0,0515	0,291	0,015
0,03	0,144	0,004
$1 - \sum \alpha_j \cdot y_j$		0,825
$\frac{N_y \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}$		170,641

2.10 Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности:

$$N_{\text{э}}' = G_0 \cdot \left(\sum (\alpha_{\text{омс}} \cdot H_{\text{омс}}) \right) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{э}},$$

Таблица 5 – определение мощности

Относительный расход пара в цилиндрах, α	Температурный перепад в отсеке кДж/кг	$\alpha_{\text{омс}} \cdot H_{\text{омс}}$
1	306,125	306,125
0,949	89,654	85,082
0,868	187,656	162,885
0,84194	166,367	140,071
0,79594	184,685	146,998
0,75443	138,855	104,756
0,70293	222,316	156,273
0,67293	218,947	147,336
$\sum (\alpha_{\text{омс}} \cdot H_{\text{омс}})$ кДж/кг		1249,525
$G_0 \cdot \left(\sum (\alpha_{\text{омс}} \cdot H_{\text{омс}}) \right) \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{э}}$		210022,312

$$\delta N_{\text{э}} = 100 \cdot \left(\frac{|N_{\text{э}} - N_{\text{э}}'|}{N_{\text{э}}} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|210032 - 210000|}{210000} \right) = 0,049\% < 1\%, \text{ расчет верен.}$$

2.11 Расчет показателей тепловой экономичности

Показатели и порядок их расчета зависят от типа электростанции (ТЭС или АЭС) и вида паротурбинной установки. В данном пункте курсовой работы будут рассчитаны показатели тепловой экономичности конденсационной паротурбинной установки, когда имеет место отпуск электроэнергии и теплоты внешним потребителям.

2.11.1 Тепловая нагрузка парогенерирующей установки, MBm

$$Q_{нз} = G_0 \cdot (\alpha_{нз} \cdot (h_0 - h_{нз}) + \alpha_{пр} \cdot (h'_{б} - h_{нз})),$$

где h_0 , $h_{нз}$, $h_{пр}'$ - энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды, кДж/кг (из проделанных выше расчетов имеем $h_0 = 3448 \text{ кДж/кг}$; $h_{нз} = 1046,4 \text{ кДж/кг}$; т.к. в схеме нет продувки);

$\alpha_{нз}$, $\alpha_{пр}$ - относительные расходы пара из парогенерирующей установки и продувочной воды (ранее определили $\alpha_{нз} = 1,040$,

$$Q_{нз} = 170,641 \cdot (1,03 \cdot (3448 - 1046,4) + 0,02 \cdot (1610 - 1046,4)) = 424,02 \text{ MBm}.$$

2.11.2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки

$$Q_{ту} = D_0 \cdot [\alpha_{ту} + \alpha_{упл}] (h_0 - h_{пв}) + \alpha_{дв} (c_p \cdot t_{дв2} - h_{пв}) + \alpha_{рп}^n (h''_{рп1} - h_{пв})]$$

$$Q_{ту} = 170,641 \cdot [(1 + 0,01)(3448 - 1046,4) + 0,021(4,19 \cdot 41,9 - 1046,4)] = 410,788 \text{ МВт}.$$

2.11.3 КПД установки по производству электроэнергии

$$\eta_{ту}^э = \frac{N_э}{Q_{ту}} = \frac{210}{410,788} = 0,511$$

2.11.4 КПД трубопроводов, связывающих парогенератор с турбиной

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{ту}}{Q_{пг}} = \frac{410,788}{424,02} = 0,968$$

2.11.5 КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta_c^э = \eta_{ту}^э \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{пгу} \cdot (1 - k_{с.н.})$$

КПД парогенератора $\eta_{пгу} = 0,92$ [6];

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

удельный расход электроэнергии на собственные нужды $k_{с.н.}=0,06$ [6].

$$\eta_c^3 = 0,511 \cdot 0,968 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,06) = 0,427$$

2.11.6 Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии

$$b_9^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_c^3} = \frac{123}{0,427} = 288 \text{ г у.т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Смешивающий подогреватель проектируем на максимальный расход воды в конденсатор вместо П7

Таблица 6 – исходные данные для расчета смешивающего подогревателя

P_o , бар	t_p , °C	G_B , кг/с	Δt , °C	Тип Тарелок	P_p , бар
0,26	83,46	121,15	40	П	0,25 МПа

Решение:

1 струйный отсек

3.1 Из теплового баланс отсека определяется расход конденсирующегося в отсеке пара $G_{П.К} = G_B \times (h_{ВЫХ} - h_{ВХ}) / (h_{П} - h_{ВЫХ})$ (1)

и расход пара на входе в струйный отсек $G_{П} = G_{П.ВЫХ} + G_{П.К}$, (2)

где G_B – расход воды через тарелку, кг/с; $G_{П.ВЫХ}$ – расход пара на выходе из струйного отсека, кг/с, для первого отсека этот расход равен расходу выпара, который принимается (0.2÷0.3) % от G_B в случае $P > 0.1$ МПа и (0.3÷0.5) % от G_B при $P \leq 0.1$ МПа;

$t_s = 64,7^\circ\text{C}$ – температура насыщения в подогревателе при давлении $P_{П}$;

$h_{ВЫХ} = 254,1$ кДж/кг - энтальпия воды на выходе, определяется по выходным параметрам воды: $t_{ВЫХ} = t_s - \theta = 64,7 - 4 = 60,7^\circ\text{C}$;

$h_{ВХ} = 87,8$ кДж/кг – энтальпия воды на входе определяется по температуре входа воды

$t_{ВХ} = t_{ВЫХ} - \Delta t = 60,7 - 40 = 20,7^\circ\text{C}$

$h_{П} = 2653,4$ кДж/кг – энтальпия пара, определяется по входным параметрам пара: $P_{П}$ и $t_{П}$ или $X_{П}$;

$G_{П.ВЫХ} = (0.3 \div 0.5) \times G_B = 0,002 \times 121,15 = 0,2423$ кг/с

$$G_{П.К}=G_B \times (h_{ВЫХ}-h_{ВХ}) / (h_{П}-h_{ВЫХ}) =$$

$$= 121,15 \times (254,1 - 87,8) / (2653,4 - 254,1) = 8,39 \text{ кг/с}$$

$$G_{П} = G_{П.ВЫХ} + G_{П.К} = 0,2423 + 8,39 = 8,6323 \text{ кг/с}$$

3.2. Размеры перфорированной части тарелки

3.2.1. Из уравнения неразрывности определяется число отверстий в тарелке $N \times (\pi \times d_0^2 / 4) \times w_B = G_B / \rho_B$,

где $d_0 = 5 \div 8$ мм, принимаю $d_0 = 5$ мм – диаметр отверстий; w_B – скорость истечения воды из отверстий тарелки определяется по формуле

$$w_B = k_c \times \mu_0 \times (2 \times g \times h_{ГС})^{0,5} = 0,75 \times 0,97 \times (2 \times 9,81 \times 0,08)^{0,5} = 0,911$$

$$N = \frac{G_B \cdot \rho_B}{\left(\pi \cdot \frac{d_0^2}{4} \right) \cdot w_B} = \frac{121,15 \cdot 1,0 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot \frac{0,005^2}{4} \cdot 0,911} = 6776$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий сужение струи в отверстиях, принимается $0,75 \div 0,85$; μ_0 – коэффициент расхода для перфорированного листа, принимается равным $0,97$; $h_{ГС}$ – гидростатический уровень воды на тарелке, м. Для равномерного распределения воды по тарелке необходимо, чтобы величина гидростатического уровня равнялась $60 - 100$ мм, принимаю $h_{ГС} = 80$ мм.

3.2.2. Площадь перфорированной части тарелки при шахматной разбивке отверстий на тарелке равняется

$$F_{ПЕРФ} = N \times t^2 \times \sin 60^\circ = 6776 \times 0,02^2 \times 0,866 = 2,347 \text{ м}^2,$$

где $t = 18 \div 20$ мм – шаг между центрами отверстий, принимаю $t = 20$ мм.

3.2.3. Линейные размеры зоны перфорации тарелки

Ширина зоны перфорации прямоугольной тарелки

$$B = F_{ПЕРФ} / L_{ВХ} = 2,347 / 4 = 0,586,$$

где L_{BX} – длина зоны перфорации тарелки по которой входит пар в струйный отсек.

Для прямоугольной тарелки $L_{ВЫХ} = L_{BX}$.

3.3. Длина струй

3.3.1. Задать среднюю скорость пара в отсеке, например $w_{II} = 13,48$ м/с.

3.3.2. Определить длину струи l_c , используя формулу нагрева струи в отсеке

$$\text{при } P < 0.2 \text{ МПа} \quad \lg \frac{t_s - t_{BX}}{t_s - t_{BBLX}} = 0,053 \frac{L \cdot (1 - II)}{Pr^{0,62}} \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{w_{II}}{w_B}\right)^2 \cdot \frac{\rho_n \cdot g}{\sigma \cdot d_0}},$$

$$l_c = \lg \left(\frac{t_s - t_{BX}}{t_s - t_{BBLX}} \right) \cdot \frac{Pr^{0,62}}{0,053 \cdot (1 - II)} \Bigg/ \sqrt[3]{\left(\frac{w_{II}}{w_B}\right)^2 \cdot \frac{\rho_n \cdot g}{\sigma \cdot d_0}} =$$

$$= \lg \left(\frac{64,7 - 20,7}{64,7 - 60,7} \right) \cdot \frac{2,78^{0,62}}{0,053 \cdot (1 - 0)} \Bigg/ \sqrt[3]{\left(\frac{13,48}{0,911}\right)^2 \cdot \frac{0,1594 \cdot 9,81}{0,06542 \cdot 0,005}} = 0,365 \text{ м}$$

где $\Pi = G_B/D_{cm}$ – отношение массового расхода воздуха, содержащегося в греющем паре, к суммарному расходу воздуха и пара, в задаче можно принять 0; w_{II} , w_B – скорости пара и воды в струях, м/с; Pr , σ , ρ_n – соответственно число Прандтля, коэффициент поверхностного натяжения для воды и плотность пара, принимаемые при температуре насыщения.

3.3.3. Скорости пара на входе и выходе струйного отсека:

$$w_{BX} = G_{II} \cdot v_n / F_{BX} = 8,6323 \cdot 6,3 / 1,094 = 46,7 \text{ м/с}$$

$$w_{ВЫХ} = G_{II,ВЫХ} \cdot v_n / F_{ВЫХ} = 0,2423 \cdot 6,203 / 1,094 = 1,373 \text{ м/с}$$

где F_{BX} , $F_{ВЫХ}$ – живые сечения на входе и выходе пара из пучка струй, определяются как

в случае прямоугольной тарелки

$$F_{BX} = l_c \times L_{BX} \times (1 - d_0/t) = 0,365 \times 4 \times (1 - 0,005/0,02) = 1,094 \text{ м}^2;$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$F_{\text{ВЫХ}} = l_c \times L_{\text{ВЫХ}} \times (1 - d_0/t) = F_{\text{ВХ}} = 1,094 \text{ м}^2;$$

3.3.4. Расчетное значение средней скорости пара в отсеке

$$w_{\text{П}}^{\text{РАСЧ}} = (w_{\text{ВХ}} - w_{\text{ВЫХ}}) / \ln(w_{\text{ВХ}} / w_{\text{ВЫХ}}) = (46,7 - 1,373) / \ln(46,7 / 1,373) = 13,46 \text{ м/с}$$

$$\delta = \frac{13,48 - 13,46}{13,48} \cdot 100 = 0,1\%$$

3.3.5. Число рядов струй, пересекаемых потоком пара,

– для прямоугольной тарелки

$$m = B / (t \cdot \sin 60^\circ) + 1 = 0,586 / (0,02 \cdot 0,866) + 1 = 34,83 \text{ мм вод.ст.}$$

3.3.6. Потери давления пара в струйном отсеке.

Потери давления при движении пара через струйный пучок в мм

$$\Delta P_{\text{стр}} = \Delta P_0 \cdot m = 2 \cdot 34,83 = 69,66 \text{ мм вод.ст.},$$

где $\Delta P_0 = 2 \text{ мм вод. ст.}$ – потери давления на одном ряде струй.

Потери давления на преодоление местных сопротивлений в мм

$$\Delta P_{\text{м}} = \Sigma \xi_{\text{м}} \cdot \rho \omega_{\text{п}}^2 / (2g) = 3 \cdot 0,1526 \cdot 13,46^2 / (2 \cdot 9,81) = 4,22 \text{ мм вод.ст.},$$

где $\Sigma \xi_{\text{м}}$ – сумма местных сопротивлений на входе и выходе струйного пучка,

и при перетекании пара между бортом тарелки и корпусом принимается 3.

3.3.7. Динамический уровень воды на тарелке в мм вод.ст

$$h_{\text{д}} = h_{\text{Г}} + \Delta P_{\text{стр}} + \Delta P_{\text{м}} = 80 + 69,66 + 4,22 = 153,88 \text{ мм.}$$

3.3.8. Высота борта тарелки принимается на 60...70% выше динамического уровня с учетом загрязнения и возможности перегрузки подогревателя

$$h_6 = (1,6 \dots 1,7) \cdot h_{\text{д}} = 1,6 \cdot 153,88 = 246,2 \text{ мм.}$$

2 струйный отсек

3.4. Из теплового баланс отсека определяется расход конденсирующегося в отсеке пара $G_{\text{П.К}} = G_{\text{В}} \times (h_{\text{ВЫХ}} - h_{\text{ВХ}}) / (h_{\text{П}} - h_{\text{ВЫХ}})$ (1)

$$\text{и расход пара на входе в струйный отсек } G_{\text{П}} = G_{\text{П.ВЫХ}} + G_{\text{П.К}}, \quad (2)$$

где $G_{\text{В}}$ – расход воды через тарелку, кг/с; $G_{\text{П.ВЫХ}}$ – расход пара на выходе из струйного отсека, кг/с, для первого отсека этот расход равен

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

расходу выпара, который принимается $(0.2 \div 0.3) \%$ от G_B в случае $P > 0.1$ МПа и $(0.3 \div 0.5) \%$ от G_B при $P \leq 0.1$ МПа;

Расход воды на входе во второй струйный отсек

$$G_{\text{в.вх}}^{2\text{стр}} = G_{\text{в.вх}}^{1\text{стр}} + \frac{G_{\text{пк}}^{1\text{стр}}}{2} = 121,15 + \frac{8,39}{2} = 125,343 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

$t_s = 64,7^\circ\text{C}$ – температура насыщения в подогревателе при давлении $P_{\text{п}}$;

$h_{\text{ВЫХ}} = 271$ кДж/кг - энтальпия воды на выходе, определяется по выходным параметрам воды: $t_{\text{ВЫХ}} = t_s - \theta = 64,7 - 0,1 = 64,6^\circ\text{C}$;

$h_{\text{ВХ}} = 254,1$ кДж/кг – энтальпия воды на входе определяется по температуре входа воды

$$t_{\text{ВХ}} = t_{\text{ВЫХ}} - \Delta t = 60,7 - 40 = 20,7^\circ\text{C}$$

$h_{\text{п}} = 2653,4$ кДж/кг – энтальпия пара, определяется по входным параметрам пара: $P_{\text{п}}$ и $t_{\text{п}}$ или $X_{\text{п}}$;

$$G_{\text{п.ВЫХ}} = (0.3 \div 0.5) \cdot G_B = 0,002 \cdot 121,15 = 0,2423 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{п.к}} = G_B \cdot (h_{\text{ВЫХ}} - h_{\text{ВХ}}) / (h_{\text{п}} - h_{\text{ВЫХ}}) = 125,343 \cdot (271 - 254,1) / (2653,4 - 254,1) = 0,880 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{п2}} = G_{\text{п.ВЫХ}} + G_{\text{пк}} = 0,2423 + 0,88 = 1,1223 \text{ кг/с}$$

3.5. Размеры перфорированной части тарелки

4.5.1. Из уравнения неразрывности определяется число отверстий в тарелке $N \times (\pi \times d_0^2 / 4) \times w_B = G_B / \rho_B$,

где $d_0 = 5 \div 8$ мм, принимаю $d_0 = 5$ мм – диаметр отверстий; w_B – скорость истечения воды из отверстий тарелки определяется по формуле

$$w_B = k_c \times \mu_0 \times (2 \times g \times h_{\text{ГС}})^{0,5} = 0,75 \cdot 0,97 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 0,08)^{0,5} = 0,911$$

$$N = \frac{G_B \cdot \rho_B}{\left(\pi \cdot \frac{d_0^2}{4} \right) \cdot w_B} = \frac{125,343 \cdot 1,0 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot \frac{0,005^2}{4} \cdot 0,911} = 7010$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

где k_1 – коэффициент, учитывающий сужение струи в отверстиях, принимается $0.75 \div 0.85$; μ_0 – коэффициент расхода для перфорированного листа, принимается равным 0.97 ; $h_{ГС}$ – гидростатический уровень воды на тарелке, м. Для равномерного распределения воды по тарелке необходимо, чтобы величина гидростатического уровня равнялась $60 - 100$ мм, принимаю $h_{ГС}=80$ мм.

3.5.2. Площадь перфорированной части тарелки при шахматной разбивке отверстий на тарелке равняется

$$F_{\text{ПЕРФ}} = N \cdot t^2 \cdot \sin 60^\circ = 7010 \cdot 0,02^2 \cdot 0,866 = 2,428 \text{ м}^2,$$

где $t = 18 \div 20$ мм – шаг между центрами отверстий, принимаю $t=20$ мм.

3.6. Линейные размеры зоны перфорации тарелки

Ширина зоны перфорации прямоугольной тарелки

$$B = F_{\text{ПЕРФ}} / L_{\text{ВХ}} = 2,4287/1 = 2,428,$$

где $L_{\text{ВХ}}$ – длина зоны перфорации тарелки по которой входит пар в струйный отсек.

Для прямоугольной тарелки $L_{\text{ВЫХ}} = L_{\text{ВХ}}$.

3.7 Длина струй

3.7.1. Задать среднюю скорость пара в отсеке, например $w_{\text{П}} = 18$ м/с.

3.7.2. Определить длину струи l_c , используя формулу нагрева струи в отсеке

$$\text{при } P < 0.2 \text{ МПа} \quad \lg \frac{t_s - t_{\text{ВХ}}}{t_s - t_{\text{ВЫХ}}} = 0,053 \frac{L \cdot (1 - \Pi)}{\text{Pr}^{0,62}} \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{w_{\text{П}}}{w_B}\right)^2 \cdot \frac{\rho_n \cdot g}{\sigma \cdot d_0}},$$

$$l_c = \lg \left(\frac{t_s - t_{BX}}{t_s - t_{BbIX}} \right) \cdot \frac{Pr^{0,62}}{0,053 \cdot (1 - \Pi)} / \sqrt[3]{\left(\frac{w_{II}}{w_B} \right)^2 \cdot \frac{\rho_n \cdot g}{\sigma \cdot d_0}} =$$

$$= \lg \left(\frac{64,7 - 60,7}{64,7 - 64,6} \right) \cdot \frac{2,78^{0,62}}{0,053 \cdot (1 - 0)} / \sqrt[3]{\left(\frac{18}{0,911} \right)^2 \cdot \frac{0,1594 \cdot 9,81}{0,06542 \cdot 0,005}} = 0,463_m$$

где $\Pi = G_B/D_{cm}$ – отношение массового расхода воздуха, содержащегося в греющем паре, к суммарному расходу воздуха и пара, в задаче можно принять 0; w_{II} , w_B – скорости пара и воды в струях, м/с; Pr , σ , ρ_n – соответственно число Прандтля, коэффициент поверхностного натяжения для воды и плотность пара, принимаемые при температуре насыщения.

3.7.3. Скорости пара на входе и выходе струйного отсека:

$$w_{BX} = G_{II} \cdot v_n / F_{BX} = 1,1223 \cdot 6,3 / 0,347 = 20,371 \text{ м/с}$$

$$w_{ВЫХ} = G_{II,ВЫХ} \cdot v_n / F_{ВЫХ} = 0,88 \cdot 6,203 / 0,347 = 15,727 \text{ м/с}$$

где F_{BX} , $F_{ВЫХ}$ – живые сечения на входе и выходе пара из пучка струй, определяются как

в случае прямоугольной тарелки

$$F_{BX} = l_C \times L_{BX} \times (1 - d_0/t) = 0,463 \times 4 \times (1 - 0,005/0,02) = 0,371 \text{ м}^2;$$

$$F_{ВЫХ} = l_C \times L_{ВЫХ} \times (1 - d_0/t) = F_{BX} = 0,371 \text{ м}^2;$$

3.7.4. Расчетное значение средней скорости пара в отсеке

$$w_{II}^{PACЧ} = (w_{BX} - w_{ВЫХ}) / \ln(w_{BX}/w_{ВЫХ}) = (20,371 - 15,727) / \ln(20,371/15,727) = 17,949 \text{ м/с}$$

$$\delta = \frac{18 - 17,949}{17,95} \cdot 100 = 0,28\%$$

3.7.5. Число рядов струй, пересекаемых потоком пара,

– для прямоугольной тарелки

$$m = B/(t \cdot \sin 60^\circ) + 1 = 2,428/(0,02 \cdot 0,866) + 1 = 141,1 \text{ мм вод.ст.}$$

3.7.6. Потери давления пара в струйном отсеке.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Потери давления при движении пара через струйный пучок в мм

$$\Delta P_{\text{стр}} = \Delta P_0 \cdot m = 2 \cdot 141,1 = 282,3 \text{ мм вод.ст.},$$

где $\Delta P_0 = 2$ мм вод. ст. – потери давления на одном ряде струй.

Потери давления на преодоление местных сопротивлений в мм

$$\Delta P_{\text{м}} = \Sigma \xi_{\text{м}} \cdot \rho \omega_{\text{п}}^2 / (2g) = 3 \cdot 0,1526 \cdot 18^2 / (2 \cdot 9,81) = 7,56 \text{ мм вод.ст.},$$

где $\Sigma \xi_{\text{м}}$ – сумма местных сопротивлений на входе и выходе струйного пучка, и при перетекании пара между бортом тарелки и корпусом принимается 3.

3.7.7. Динамический уровень воды на тарелке в мм вод.ст

$$h_{\text{д}} = h_{\text{Г}} + \Delta P_{\text{стр}} + \Delta P_{\text{м}} = 80 + 282,3 + 7,56 = 359,9 \text{ мм.}$$

3.7.8. Высота борта тарелки принимается на 60...70% выше динамического уровня с учетом загрязнения и возможности перегрузки подогревателя

$$h_{\text{б}} = (1,6 \dots 1,7) \cdot h_{\text{д}} = 1,6 \cdot 359,9 = 575,84 \text{ мм.}$$

3.8 Конструирование подогревателя

3.8.1 Расчет патрубка входа конденсата

$$D_{\text{в}}^{\text{вх}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{к.вх}} \cdot g_{\text{в}}}{\pi \cdot \omega_{\text{в}}}} \sqrt{= \frac{4 \cdot 121,15 \cdot 0,00102}{3,14 \cdot 2,45}} = 0,253 \text{ м}$$

$$g_{\text{в}} = f(P_{\text{в}} = 1 \text{ МПа}, t_{\text{в}} = 20,7^\circ \text{C}) = 0,00102 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad \omega_{\text{в}} = 2,45 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Из ряда стандартных труб выбираем ($\phi 277$ мм х 7 мм)

3.8.2 Расчет патрубка отвода конденсата

$$D_{\text{в}}^{\text{вх}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{к}} \cdot g_{\text{в}}}{\pi \cdot \omega_{\text{в}}}} \sqrt{= \frac{4 \cdot 130,6623 \cdot 0,00102}{3,14 \cdot 1}} = 0,412 \text{ м}$$

Из ряда стандартных труб выбираем (420х5)

$$g_{\text{в}} = f(t_{\text{в}} = 64,6^\circ \text{C}) = 0,0102 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad \omega_{\text{в}} = 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

3.8.3 Расчет патрубка подвода пара

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$D_{\Pi}^{\text{ex}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\Pi} \cdot g_n}{\pi \cdot \omega_g}} \sqrt{\frac{4 \cdot 9,5123 / 2 \cdot 6,3}{3,14 \cdot 45}} = 0,92 \text{ м}$$

Из ряда стандартных труб выбираем (930x10)

$$g_n = f(P = 0,026 \text{ МПа}, t = 83,46^{\circ} \text{C}) = 6,3 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \quad \omega_n = 45 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

4 ЗАМЕНА ПОВЕРХНОСТНОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НА СМЕШИВАЮЩИЙ. МЕТОД КИМ.

Расчет ведем по методике [5]

Знание коэффициентов изменения мощности e позволяет выразить влияние теплоты, подведенной извне в ступенях регенеративного подогрева питательной воды, в виде прироста мощности турбины на величину ΔN . При этом соблюдается условие неизменности подвода тепла с топливом $Q_0 = \text{const}$. Решение записывается в виде произведения количества подведенной (или отведенной) извне теплоты ΔQ , в подогреватель j на соответствующий коэффициент e_j : $\Delta N = e_j * \Delta Q$.

В приведенных ниже примерах индекс "о" вверху относится к исходному варианту, индекс "1" - к новому. Без индекса вверху обозначены параметры, которые остаются неизменными.

Недогрев воды в j -ом подогревателе изменился от величины в исходном варианте $\theta^0 = 7^{\circ} \text{C}$ до значения $\theta^1 = 0^{\circ} \text{C}$ в рассматриваемом варианте.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Давление в подогревателе $P_{п7}$ осталось неизменным. Температура воды за j-ым подогревателем в исходном варианте:

$$t_B^0 = t_s - \theta^0 = 64,7 - 7 = 57,7^\circ \text{C},$$

где t_s — температура насыщения по давлению $P_{п7}$.

Температура воды за j-ым подогревателем в рассматриваемом варианте

$$t_B^1 = t_s - \theta^1 = 64,7 - 0 = 64,7^\circ \text{C}.$$

Энтальпия воды за 7-ым подогревателем в исходном варианте h_B^{10} и в рассматриваемом h_B^{11} определяется по таблицам термодинамических свойств свойств воды и водяного пара по давлению воды $P_{ок}$ и соответствующей температуре t_B^0 или t_B^1 : $h_B^{10} = 242,7 \text{ кДж/кг}$, $h_B^{11} = 270,8 \text{ кДж/кг}$

4.2 Изменение расхода теплоты на подогрев воды вследствие изменения ее энтальпии за подогревателем

$$\Delta Q = G_B \cdot (h_B^{11} - h_B^{10}) = 121,1 \cdot (270,8 - 242,7) = 3402 \text{ кВт} \approx 3,4 \text{ МВт}.$$

4.3 Определение значений КИМ.

Ступень 1 – узловая

$$e_1^c = \frac{h_1 - h_{к}}{h_1 - h_{вк}} = \frac{2653,4 - 2434,5}{2653,4 - 116,1} = 0,086$$

Повышение энтальпии воды в ступени

$$\Delta h_{61} = h_{61} - h_{вк} = 270,8 - 116,1 = 154,7 \text{ кДж/кг};$$

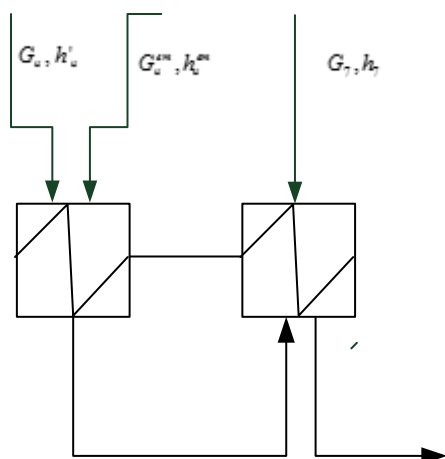


Рисунок 8 – схема в базовом варианте

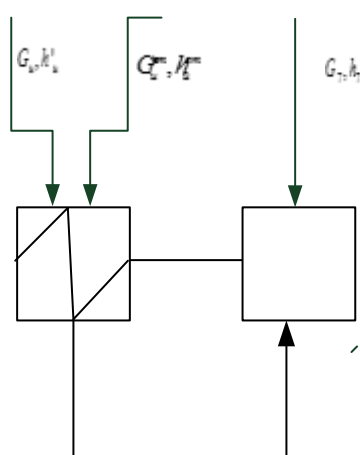


Рисунок 9 – схема в новом варианте

Ступень 2 – каскадная

$$1-e_2 = (1-e_1^c) \cdot \frac{h_1 - h_{d2}}{h_2 - h_{d2}} = (1-0,086) \cdot \frac{2653,4-0}{2875,7-0} = 0,843;$$

$$e_2 = 1-0,843 = 0,157$$

4.4 Изменение мощности турбоустановки

$$\Delta N = -(e_2 - e_1) \cdot \Delta Q = (0,157 - 0,086) \cdot 3,4 = 0,24 \text{ МВт.}$$

Т.е. при замене поверхностного ПНД7 на смешивающий мощность турбоустановки увеличится на $\Delta N = 0,24$ МВт.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Организация и планирование НИР

Все этапы разработки должны быть упорядочены во времени. Необходимо определить последовательность работ, являющуюся наиболее рациональной с точки зрения минимальных затрат времени на осуществление всего комплекса работ.

Планирование работы заключается в следующем: составление перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи; определение участников работы; установление продолжительности работы в рабочих днях; построение линейного или сетевого графика и его оптимизации [11,12,13].

Для того чтобы выполнить НИР в срок, при наименьших затратах средств, составляется план, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ, назначается число участников работы по этапам, т.е. определяется фронт работы. Число участников должно быть максимально возможным по условиям выполнения того или иного этапа. С другой стороны, на каждом этапе должны участвовать только те работники, которые действительно необходимы для проведения данного этапа в соответствии со своей специализацией.

Для небольших работ целесообразно применять линейный график. Для определения ожидаемого значения продолжительности работы применяют формулу, основанную на использовании двух оценок:

$$t_{ож} = \frac{(3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max})}{5},$$

где $t_{\min}$ - время, необходимое для выполнения работы при неблагоприятных условиях;

$t_{\max}$ - время, необходимое для выполнения работы при благоприятных условиях.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Пример для постановки задачи:

$$t_{ож} = \frac{(3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max})}{5} = \frac{(3 \cdot 1 + 2 \cdot 1)}{5} = 1$$

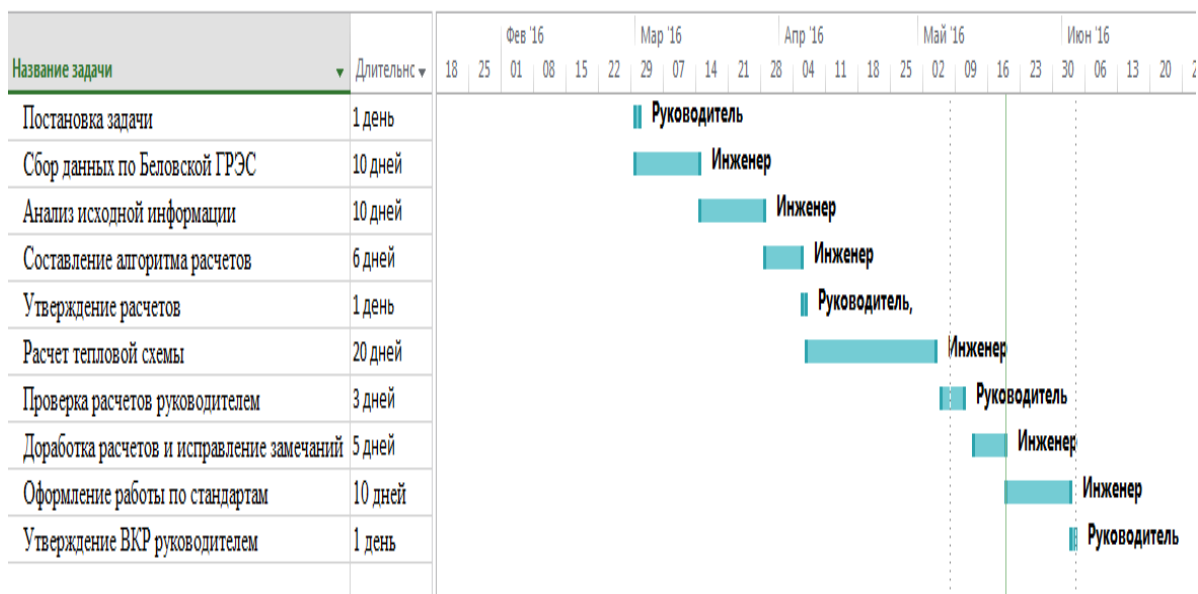
Перечень работ, исполнители, а также оценка трудоемкости отдельных видов работ приводится в таблице 5.1.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 5.1 - Временные оценки работ НИР

№	Этапы работы	Время выполнения				Должность исполнителя
		$t_{\max}$	$t_{\min}$	$t_{\text{оц}}$	$t_{\text{кэл}}$	
		дней	дней	дней	дней	
1	Постановка задачи	1	1	1	1	Руководитель
2	Сбор данных по Беловской ГРЭС	10	5	8	13	Инженер
3	Анализ исходной информации	10	5	8	13	Инженер
4	Составление алгоритма расчетов	6	3	4,8	6	Инженер
5	Утверждение расчетов	1	1	1	1	Руководитель,
6	Расчет теплообменника	20	10	16	27	Инженер
7	Проверка расчетов руководителем	3	3	3	6	Руководитель
6	Доработка расчетов и исправление замечаний	5	3	4,2	6	инженер
7	Оформление работы по стандартам	10	7	8,8	13	Инженер
8	Утверждение ВКР руководителем	1	1	1	1	Руководитель
9	Итого:	67	39	55,8	87	Инженер

Диаграмма 5.1 - Временные оценки работ НИОКР



5.2 Расчет сметы затрат на проектирование

Затраты на НИР подразделяются на капитальные и текущие. Капитальные затраты включают в себя: стоимость лабораторного оборудования, стоимость зданий и сооружений.

Состав текущих затрат: заработной платы, командировочных расходов, затрат на проведение испытаний, на изготовление опытных образцов и т.д.

5.2.1 Расчет основной заработной платы

Расчет заработной платы производится на основании перечня работ и трудоемкости работ. Расчет зарплаты представлен в таблице 6.3

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}}}{\text{д}}$$

Приведем пример расчета среднедневной ставки для инженера за месяц март

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{м}} \cdot 1,1 \cdot 1,3 / D_{\text{март}} = 11000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 / 21 = 749 \text{ р}$$

Март: 21 рабочих дней

Таблица 5.2– Расчет дневных ставок по месяцам

	Колво рабочих дней	Дневная ставка	
Месяц		Руководитель, р	Инженер, р
Март	21	1105	749,047619
Апрель	21	1105	749,047619
Май	19	1221,315789	827,8947368
Июнь	21	1105	749,047619

Исходя из данных производственного календаря

Март:

21 рабочий дней

Апрель:

21 рабочий день

Май:

19 рабочих дней

Июнь:

21 рабочий день

Оклад руководителя 14500 р без учета районного коэффициента и надбавки
1900 р

Оклад инженера 11000

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.3- Расчет по статье «Основная зарплата»

№	Этапы работы	Трудоемкость, чел, дн.		Суммарная основная заработная плата, руб.
		инженер	руководитель	
1	Постановка задачи		1	1105
2	Сбор данных по ГПС	10		7490,47619
3	Анализ исходной информации	10		7490,47619
4	Составление алгоритма расчетов	6		4494,285714
5	Утверждение расчетов		1	1105
6	Расчет теплообменника	20	0	14980,95238
7	Проверка расчетов руководителем		5	6106,578947
8	Доработка расчетов и исправление замечаний	5		4139,473684
9	Оформление работы по стандартам	10		8278,947368
10	Утверждение ВКР руководителем		1	1105
			Итого	56296,19048

Таблица 5.4- Основные материальные затраты при проведении расчетов

Наименование	Количество	Общая стоимость, руб
Бумага писчая	1000 листов	450
Бумага формата А1 для черновых чертежей	15 листов	450
Бумага формата А1 для чертежей	10 листов	700
Тонер для принтера	1 тонер	100
Прочее		300
Всего		2000

5.5 Отчисления на социальные нужды

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля (26%) от затрат на оплату труда:

$$C_{\text{СОЦ}}^{\text{МЕС}} = 0,3 \cdot C_{\text{ЗПЛ}}^{\text{МЕС}} = 0,3 \cdot 1,1 \cdot 56296,19 = 18577 \text{ руб}$$

5.6 Амортизация основных фондов и нематериальных активов

Отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, рассчитанную исходя из балансовой стоимости и утвержденных норм амортизации.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер) и печатающее устройство (принтер),
таблица .

Таблица 5.7- Основные фонды при выполнении проекта

Вид техники	Количество	Общая стоимость	Норма амортизации
Компьютер	2	50000	20%
Принтер	1	6000	20%

Амортизационные отчисления найдем по формуле: $I_{AM} = \Phi \cdot H_{AM} \cdot \frac{T}{12}$

где Φ - стоимость основных фондов;

H_{AM} - норма амортизации; $H_{AM} = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\%$

$$H_{AM} = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 20\%$$

$T_{сл}$ – срок службы; принимаем $T_{сл}=5$ лет (компьютер), $T_{сл}=5$ лет (принтер).

T - время использования основных фондов.

$$I_{AM}^{КОМП} = 50000 \cdot 0,20 \cdot \frac{3}{12} = 2500 \text{ руб.}$$

$$I_{AM}^{ПР} = 6000 \cdot 0,2 \cdot \frac{3}{12} = 300 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$I_{AM.ОСН}^{\Sigma} = I_{AM}^{КОМП} + I_{AM}^{ПР} = 2500 + 300 = 2800 \text{ руб.}$$

К нематериальным активам относятся нематериальные объекты, используемые в течении долгосрочного периода в хозяйственной деятельности и приносящие доход: патенты, лицензии, программные продукты.

При выполнении проекта используются следующие программные продукты: Microsoft Office 2007, Компас 3D V10 ЗАО АСКОН, WaterSteamPro 6.0(программа для расчета свойств воды и газа) (таблица 6.8).

Таблица 5.8- Программные продукты, используемые при выполнении проекта

Вид продукта	Стоимость	Норма амортизации
Microsoft Office 2010	3000	25%
Компас 3D V14	5000	
WaterSteamPro 6.0	2000	

Амортизация нематериальных активов:

$$I_{AM}^{ПРОГ} = \sum C \cdot H_{AM} \cdot \frac{T}{12} = (3000 + 5000 + 2000) \cdot 0,25 \cdot \frac{3}{12} = 625 \text{ руб.}$$

$$H_{AM} = \frac{1}{T_{сл}} \cdot 100\% = \frac{1}{4} \cdot 100\% = 25\%$$

Суммарные амортизационные отчисления:

$$I_{AM}^{\Sigma} = I_{AM.ОСН}^{\Sigma} + I_{AM}^{ПРОГ} = 2800 + 625 = 3425 \text{ руб.}$$

Неучтенные затраты

$$C_{НР} = 0,2 \cdot (C_{МАТ}^{\Sigma} + C_{ЗПЛ}^{\Sigma} + C_{СОЦ}^{\Sigma} + I_{AM}^{\Sigma}) = 0,2 \cdot (2000 + 56296,19 + 18527,7 + 3425) = 16049 \text{ руб.}$$

5.9 Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$C_{НР} = 2 \cdot C_{ЗП}^{\Sigma} = 2 \cdot 56296,19 = 112292 \text{ руб.}$$

5.10 Договорная цена

Договорная цена должна обеспечить получение прибыли, достаточной для отчисления средств в виде налогов и фиксированных платежей в специальные фонды и бюджеты разного уровня, а также для развития предприятия-разработчика и поощрения исполнителей.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика и исполнителя.

Договорная цена рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{д}} = C_{\text{пл}} \cdot K_{\text{пр}}^{\text{н}} \cdot K_{\text{рын}}$$

где $C_{\text{пл}}$ – плановая себестоимость разработки:

$$C_{\text{пл}} = 2000 + 56296,19 + 18577 + 3425 + 16049 + 112292 = 208639 \text{ руб.};$$

$K_{\text{пр}}^{\text{н}}$ - коэффициент, учитывающий нормативную рентабельность предприятия-разработчика, 20%;

$K_{\text{рын}}$ - коэффициент, учитывающий научно-технический уровень разработки $K_{\text{рын}} = 1,3$.

$$C_{\text{д}} = 208639 \cdot 1,2 = 250367 \text{ руб.}$$

Полученные результаты по всем пунктам занесем в таблицу 5.10

Таблица 5.10 -Смета затрат

Элементы затрат	Сумма затрат, руб.
1 Материальные затраты	2000
2 Затраты на оплату труда	56296,19
3 Отчисления на социальные нужды	18577
4 Амортизация основных фондов и нематериальных активов	3425
5 Неучтенные затраты	16049
6 Накладные расходы	112292
7 Итого себестоимость разработки	208639
8 Прибыль	138345
9 Договорная цена	250637

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Меры безопасности при эксплуатации теплового оборудования

Перед началом работы должно быть проверено выполнение всех требований Правил, относящихся к предстоящей работе. При нарушении этого положения персонал не имеет права приступать к работе независимо от того, кто ему дал указание об его выполнении.

Обходы и осмотры оборудования должны производиться только с разрешения персонала, ведущего режим оборудования.

Находиться без производственной необходимости на площадках агрегатов, вблизи люков, лазов, около запорной, регулирующей арматуры, фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением, запрещается.

При пуске, отключении, опрессовке, испытании оборудования и трубопроводов под давлением вблизи них разрешается находиться только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы.

При повышении давления до пробного при гидравлическом испытании оборудования нахождение на нем людей запрещается. Осматривать сварные швы испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего.

При обнаружении свищей в паропроводах, коллекторах, в корпусах арматуры необходимо срочно вывести работающих с аварийного оборудования, оградить опасную зону и вывесить знаки безопасности: «Осторожно! Опасная зона».

6.2 Потенциально опасные и вредные производственные факторы

Согласно ГОСТ 12.0.003-99 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» при эксплуатации устанавливаемой деаэрационной установки имеют место следующие опасные и вредные производственные факторы:

а) физические:

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

- повышенная температура поверхностей оборудования;
- повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаток естественного света;

б) психофизиологические:

- напряженность труда (интеллектуальная и сенсорная нагрузки, монотонность труда);
- тяжесть труда.

в) травмоопасные:

- движущиеся и вращающиеся части машин и механизмов;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- расположение рабочего места на высоте, относительно поверхности пола;
- разрушающиеся конструкции элементов оборудования;
- нарушение герметичности паропроводов, трубопроводов и оборудования, воздействие на человека носителей с высокой температурой и давлением.

6.3 Воздействие опасных и вредных производственных факторов

Метеорологические условия на рабочих местах определяются интенсивностью теплового облучения, температурой воздуха, относительной влажностью и скоростью движения воздуха, температурой поверхности.

Эти параметры воздушной среды во многом влияют на самочувствие человека. Организм человека обладает свойствами терморегуляции.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Нарушение терморегуляции приводит к головокружениям, тошноте, потере сознания и тепловому удару.

Источником механического шума в цехе является деаэрационная установка, а также насосы. Дополнительный механический шум возникает вследствие вибрации деталей и узлов машин.

Шум ухудшает точность выполнения работ, затрудняет прием и восприятие информации, способствует быстрой утомляемости, что ведет к снижению производительности труда.

Шум не только действует на слуховой аппарат, но может вызвать расстройства сердечно-сосудистой и нервной систем, пищеварительного тракта, гипертоническую болезнь, головокружение, ослабление внимания, замедление психических реакций, повышенную склонность к различным заболеваниям. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к неизолированным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетокведущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях) вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток может поражать отдельные участки тела или весь организм в целом, вызывать ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар.

Колебательные движения, возникающие в результате действия случайных или неуравновешенных сил, называются вибрацией.

Систематическое воздействие вибраций вызывает вибрационную болезнь с потерей трудоспособности. Эта болезнь возникает постепенно, сопровождается головными болями, раздражительностью, плохим сном. Появляются боли в суставах, судороги пальцев, спазмы сосудов и нарушение питания тканей тела.

Особенно опасны вибрации с частотой 6 – 9 Гц, близкие к колебаниям внутренних органов, так как такие вибрации могут вызвать резонансные явления в организме. При большой интенсивности и в определенном диапазоне частот вибрация может вызвать разрыв тканей, сотрясение головного мозга.

При ремонте или обслуживании технологических агрегатов на высоте возникает риск получения травм при падении. Разрушение конструкции агрегатов или трубопроводов при аварии может привести к поражению человека как теплоносителем, так и элементами поврежденных конструкций.

6.4 Защита от опасных и вредных производственных факторов

Гигиенические нормы допускаемых уровней звукового давления и уровня звука на рабочих местах приводятся в Сан ПиН 2.2.4 548-96.

Основными методами борьбы с шумом являются:

- уменьшение шума в источнике его возникновения (точность изготовления узлов, замена стальных шестерен пластмассовыми и т.д.);
- звукопоглощение (применение материалов из минерального войлока, стекловаты, поролон и т.д.);
- звукоизоляция, звукоизолирующие конструкции изготавливаются из плотного материала (металл, дерево, пластмасса);
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования в цехе;
- индивидуальные средства защиты (вкладыши, наушники, шлемы).

Защита от вибраций

- уменьшение вибраций в источнике его возникновения (замена ударных механизмов безударными, применение шестерен со специальными видами зацеплений, повышение класса точности

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

обработки, балансировка и т.д.).

- отстройка от режима резонанса путем рационального выбора массы или жесткости колеблющейся системы.

- виброизоляция (применение прокладок из резины, пружины и т.д.).

Согласно ГОСТ 12.1.012-78 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» для снижения уровня вибрации в турбинном цехе применены методы, снижающие параметры вибрации на пути ее распространения. Вспомогательное оборудование размещаются с учетом создания минимальных уровней вибрации на рабочих местах. Опоры трубопроводов выполняются гибкими, с пружинными компенсаторами вибрации. Все агрегаты устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от пола.

В качестве индивидуальной защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или широкопостристой резиновой подошвы, а также использовать виброгасящие перчатки с мягкими наладонниками для амортизации вибрации.

Нормируемые параметры шума на рабочих местах определены ГОСТ 12.1.003 – 83 и Санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

Сравнение допустимых уровней звукового давления с уровнем на рабочем месте приведены в таблице 6.1 :

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 6.1 - Допустимые уровни звукового давления

Наименование.	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц.								Уровни звука и эквива- лентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
	Уровни звукового давления, дБ.								
Допустимое значение. (Постоянные рабочие места и рабочие зоны на территории предприятия).	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Деаэрационная установка работает с допустимыми уровнями звукового давления.

Вибрация при нормальном режиме практически не ощущается, так как она гасится фундаментом. Поэтому рассматривать её в качестве вредного воздействия, в данном проекте, не имеет смысла.

Негативное воздействие на организм человека оказывает тепловое излучение с поверхности некоторых технологических агрегатов.

Снижение температуры поверхности паропроводов достигается применением в качестве изолятора асбестового шнура и изоляторов на основе синтетического каучука. Сочетание этих материалов значительно уменьшает тепловое излучение.

Для обеспечения безопасного обслуживания тепломеханического оборудования предусматривается:

- установка на вспомогательном оборудовании запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, приборов блокировки, отключения и сигнализации, которые предотвращают и предупреждают аварийные ситуации;
- надежная изоляция вращающихся и подвижных частей оборудования защитными устройствами и ограждениями;
- надежная изоляция и заземление всех металлических частей электроустановок;
- во избежании ожогов обслуживающего и ремонтного персонала - теплоизоляция с помощью изоляционных материалов - минераловатные плиты, асбестовый шнур;
- для правильного распознавания и недопущения ошибочных действий, все трубопроводы окрашены в опознавательные цвета и стрелкой показано направление движения среды;
- все помосты и площадки огорожены или имеют перила во избежания падения рабочего персонала с высоты.

Эксплуатация тепломеханического оборудования должна производиться в строгом соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей», «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов», «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций».

Каждый работник обязан знать и строго выполнять соответствующие разделы указанных правил, определенных должностными инструкциями,

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

руководствоваться ими в работе и требовать выполнения правил всеми лицами, находящимися в зоне расположения оборудования.

Не допускать нахождения на действующем оборудовании лиц, не связанных с ремонтом оборудования или выполнением работ без оформления нарядов или распоряжений.

Эксплуатация оборудования цеха должна осуществляться обученным и аттестованным персоналом, допущенным к эксплуатации вспомогательного оборудования и трубопроводов в установленном порядке.

При обнаружении нарушения тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, свищей в паропроводах немедленно определить опасную зону и вывесить плакат: "Опасная зона ". В опасной зоне прекратить все работы, вывести людей и сообщить вышестоящему оперативному персоналу.

Все замечания по технике безопасности записывать в журнал дефектов оборудования, журнал по технике безопасности и доводить до сведения администрации электростанции.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения попавшего под напряжение от действия электрического тока и оказания ему первой помощи, а также приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

Весь персонал при нахождении в цехе обязан пользоваться защитными касками.

К показателям микроклимата относятся:

- 1) Температура, °С;
- 2) Влажность, %;
- 3) Скорость движения воздуха, м/с.

Благоприятный микроклимат является важным фактором в повышении производительности труда и в профилактике заболеваний.

Повышенные температура и влажность затрудняют терморегуляцию из-за снижения испарения пота и ведут к ухудшению самочувствия человека. Пониженная влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей. Низкая температура вызывает местное и общее переохлаждение и является причиной простудных заболеваний. Движение воздуха способствует увеличению отдачи тепла организмом, что благоприятно сказывается в тёплое время года и отрицательно в холодное.

Оптимальные значения показателей микроклимата определены по СП 245 – 03.

Таблица 6.2- Параметры микроклимата цеха

Параметр.	Оптимальное Значение.	Реальное значение.
Температура, °С.	23–27	25
Влажность, %.	40–60	50–55
Скорость движения воздуха на рабочем месте, м/с.	0,2–0,5	0,2

Электробезопасность. При гигиеническом нормировании ГОСТ 12.1.038 – 82 устанавливает предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело (рука – рука, рука – нога) при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц.

Условно безопасными напряжениями являются 42 В переменного тока

и 110 В постоянного. Смертельно опасным является ток более 100 мА, который вызывает паралич органов дыхания и фибрилляцию сердца и называется пороговым фибрилляционным.

В таблице 7.3 даны значения токов по последствиям физиологического воздействия на организм человека.

Для предотвращения возможности поражения электрическим током, при работе нужно соблюдать следующее:

- 1) Следить за исправностью электрооборудования насоса
(изоляции, защитного заземления и т.п.)

Таблица 6.3 – Значения токов по последствиям физиологического воздействия на организм человека.

Род тока.	Ощутимый ток, мА	Неотпускающий ток, мА	Фибрилляционный ток, мА
1. Переменный (50 Гц)	0,6 – 1,5	10 – 15	100
2. Постоянный	6 – 7	50 – 70	–

- 2) Использование местного освещения напряжением 36 В и ниже.

- 3) При неисправности электрооборудования вызвать оперативно-ремонтный персонал из бригады электриков.

Освещение цеха. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируются нормами СНиП 23 – 05 – 95 в зависимости от характера зрительных работ, системы и вида освещения, фона, контраста объекта с фоном.

К мероприятиям по предупреждению снижения освещённости относятся:

- 1) содержание светильников в чистоте и исправности;
- 2) оперативная замена вышедших из строя ламп.

Естественное освещение в помещении определяется коэффициентом естественной освещённости КЕО, приведённым в таблице 6.4

Таблица 6.4- Коэффициент естественной освещённости

Характер выполняемой работы	Размер объекта различия, мм	Разряд зрительной работы	Значение КЕО при естественном освещении, %	
			Верхнем и комбинированном	боковом
Средней точности	0,5 – 1	IV	4	1,5

Искусственное освещение цеха делится на:

- 1) Рабочее для освещения технологического процесса;
- 2) Аварийное для продолжения работы при отключении рабочего. Имеет свой источник питания и включается автоматически. Составляет 5% от рабочего или 2 лк.
- 3) Эвакуационное для эвакуации людей при отключении аварийного. Составляет 0,5 лк на открытых площадках и 2 лк на лестничных проёмах.

6.5 Расчёт общего искусственного освещения

6.5.1 Определить необходимое количество светильников для общего освещения деаэрационного производственного участка цеха.

Длина участка $B = 31,7$ м, ширина $L = 8$ м;

Высота повеса светильников $H_{\text{п}} = 14$ м.

6.5.2 Индекс помещения

$$i = \frac{S}{H_{\text{п}} \cdot (L + B)}, (6.1)$$

где S – площадь освещаемого помещения, м^2 ;

L – ширина помещения, м;

B – длина помещения, м;

$H_{\text{п}}$ – высота подвеса светильника, м.

$$S = B \cdot L = 31,7 \cdot 8 = 253,2 \text{ м}^2;$$

$$i = \frac{253,2}{14 \cdot (31,7 + 8)} = 0,46$$

7.5.3 Количество светильников

$$N = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot n \cdot \eta}, (6.2)$$

где E – минимальная освещённость, лк;

$$E = 200 \text{ лк};$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K – коэффициент запаса, зависящий от степени запылённости помещения;

$$K = 1,5;$$

S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

Z – коэффициент неравномерности освещения;

Φ – световой поток лампы, лм;

n – количество ламп в светильнике, шт;

η – коэффициент использования светового потока, зависящий от типа светильника, коэффициента отражения стен ρ_c , потолка ρ_n и индекса помещения;

$\rho_n = 50\%$ – коэффициент отражения от бетонного потолка; $\rho_c = 30\%$ – коэффициент отражения для бетонных стен с окнами.

Тогда $\eta = 0,86$ при $i = 0,5$

Выбираем для светильников газоразрядные лампы ДРЛ – 700 со световым потоком $\Phi = 33000$ лм. Тип светильника – глубокоизлучатель прямого света (Гс) 1000 Вт.

$$N = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 253,2 \cdot 1,15}{33000 \cdot 1 \cdot 0,86} \approx 3шт$$

6.5.4 Схемы расположения светильников.

Принимаем параллельную схему расположения светильников. По ширине цеха светильники располагаются через 10 м.

7 ВЫБОР И РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ И ШЛАКОУДАЛЕНИЯ.ОПРЕДЕЛЕНИЕЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ КЭС НА ОКРУЖАЮЩЮЮ СРЕДУ.

7.1 Расчет массы золы перед золоуловителем

Объём дымовых газов перед золоуловителем определяется:

$$V_{\text{дг}} = v_0^r \cdot B \cdot \frac{t_{\text{дг}} + 273}{273} = 4,98 \cdot 6,67 \cdot \frac{154 + 273}{273} = 51,9 \text{ м}^3, \quad (7.1)$$

где v_0^r - удельный объём дымовых газов на 1 кг сжигаемого топлива при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{кг}$;

B - расход топлива на блок, $\text{кг}/\text{с}$;

$t_{\text{дг}}$ - температура дымовых газов перед ЗУ, $^{\circ}\text{C}$ (задается в исходных данных).

Удельный объём дымовых газов определяется по составу топлива:

$$V_{\text{г}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V^0 = 0,799 + 3,449 + 0,602 + (1,03 - 1) \cdot 4,36 = 4,98 \text{ м}^3/\text{кг} \quad (7.2)$$

где α - коэффициент избытка воздуха на выходе из котла;

v_0 - теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для полного сгорания топлива

$$v_0 = 4,36 \text{ м}^3 / \text{кг} \quad (7.3)$$

$V_{\text{N}_2\text{O}}^0$ - теоретический объём азота, $\text{м}^3 / \text{кг}$:

$$V_{\text{N}_2\text{O}}^0 = 3,449 \text{ м}^3 / \text{кг} \quad (7.4)$$

V_{RO_2} - теоретический объём трехатомных газов, $\text{м}^3 / \text{кг}$:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,799 \text{ м}^3 / \text{кг} \quad (7.5)$$

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ - объём водяных паров, $\text{м}^3 / \text{кг}$:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,602 \text{ м}^3 / \text{кг} \quad (7.6)$$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Массовый расход и концентрация золы перед золоуловителем:

M_z^l - массовый расход золы на выходе из котла (на входе в ЗУ), г/с
определяется по уравнению:

$$M_z^l = 10 \cdot B \cdot \left(A^p + \frac{Q_H^p}{32,7} \cdot q_4 \right) \cdot \alpha_{yn} = 10 \cdot 6,67 \cdot \left(29,8 + \frac{16,82}{32,7} \right) \cdot 1,15 = 2325 \text{ г/с} \quad (7.7)$$

Наиболее эффективно удалять золу в этом случае будет электрофильтрами

8.2 Суммарные выбросы в атмосферу золы и недогоревших частиц твёрдого топлива

Определяем максимальное количество выбросов окислов серы и суммарное количество окислов азота, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами. Далее определяем минимально допустимую высоту источника рассеивания и после определения диаметра устья, выбираем стандартный источник рассеивания в соответствии со следующими типоразмерами дымовых труб. В заключении уточняем максимальную концентрацию вредных примесей у поверхности земли. Принимаем скорость дымовых газов в устье трубы $\omega_0 = 28 \text{ м/с}$.

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, г/с:

$$M_{NOx} = n \cdot 0,034 \cdot \beta_1 \cdot K(B) \cdot Q_H^p \cdot (1 - 10 \cdot \beta_2) \cdot (1 - \eta_{NOx}),$$

где n – количество котлов,

η_{NOx} – КПД систем подавления окислов азота ($\eta_{NOx} = 0,4$)

β_1 – поправочный коэффициент ($\beta_1 = 1$)

β_2 – коэффициент, который учитывает вид топлива и равен 0,02 – при сжигании

газа;

K – параметр, который учитывает паропроизводительность котлоагрегата (для

паровых котлов) и определяется:

для паровых котлов – как:

$$K = \frac{12D_{\text{пе}}}{200 + D_{\text{пе}}},$$

где $D_{\text{пе, т/ч}}$ – паропроизводительность парогенератора

$$K = \frac{12 \cdot 670}{200 + 670} = 9$$

$$M_{\text{NO}_x} = 2 \cdot 0,034 \cdot 1 \cdot 9 \cdot (6,67)16,82(1 - 10 \cdot 0,02)(1 - 0,4) = 32,9 \text{ г/с}$$

Минимально допустимая высота источника рассеивания (при которой максимальная концентрация каждого вещества не должна превышать соответствующую ПДК_{М.Р.}), м:

- при выбросах окислов азота

$$H = M \left(\frac{M_{\text{NO}_x}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_x} - C_{\text{NO}_x}^{\Phi}} \right)^{0,5}$$

Здесь $C_{\text{NO}_x}^{\Phi}$ - фоновая концентрация, которые учитываются для ГРЭС, сооружающихся в городах и принимаются равными $(0,2 \dots 0,3)\text{ПДК}$ соответствующих загрязнений.

$$\text{ПДК}_{\text{NO}_x} = 0,085$$

$$C_{\text{NO}_x}^{\Phi} = 0,0255$$

Параметр М:

$$M = \left[AFmn3\sqrt{\frac{z}{V(t_{\Gamma} - t_{*})}} \right]^{0,5}$$

где z , шт – суммарное число стволов ($z=1$); A – коэффициент, учитывающий район строительства и для Иркутска равен 200; F – коэффициент, учитывающий вид загрязнений и при выбросах азота равен 1; m и n – коэффициенты, учитывающие скорость выхода дымовых газов из устья трубы и для принятых в расчете ω_0 равны 0,9 и 1 соответственно; t_{Γ} , °C – температура дымовых газов на выходе из устья источника рассеивания, $t_{\Gamma}=154$ °C; t_{*} , °C – средняя температура самого холодного месяца, для Иркутска равна (-20 °C);

V , м³/с – суммарный объемный расход газов при номинальной нагрузке всех парогенераторов:

$$V = K_3(B) \left[V_{\Gamma}^0 + (\alpha_{yx} - 1) V^0 \right] \cdot \frac{t_{\Gamma} + 273}{273}$$

$$V = 1,05 \cdot (6,67) \cdot [11 + (1,7 - 1) \cdot 9,4] \cdot \frac{150 + 273}{273} + 72,7 = 173,9 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Диаметр устья источника рассеивания, м:

$$d_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V}{z\omega_0}}$$

$$d_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{173,9}{1 \cdot 0,9}} = 3,4 \text{ м}$$

Выбор стандартного источника рассеивания.

По полученным значениям H (для наибольшего значения) и d_0 определяются высота и диаметр устья источника рассеивания как ближайшие в соответствии со следующими типоразмерами дымовых труб:

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$H, \text{ м} - 30, 60, 90, 120, 150, 180, 210, 250;$

$d_0 - 2,4; 3,0; 3,6; 4,2; 4,8; 5,4; 6,0; 6,6; 7,2; 7,8; 8,4; 9,6.$

Принимаем $H=120 \text{ м}, d_0=3,6 \text{ м}.$

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 АСР УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

8.1 Системный анализ объекта автоматизации

Объектом регулирования является подогреватель сетевой воды типа ПСВ-200-7-15. Подогреватель представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа, основными узлами которого являются: корпус, трубная система, верхняя и нижняя (плавающая) водяные камеры. В подогревателе ПСВ сетевая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство.

Подогреватель ПСВ-200-7-15 предназначен для подогрева сетевой воды паром, поступающим из отбора турбины. Конденсат (дренаж) греющего пара подается насосом в деаэратор.

Величина подогрева воды в подогревателе зависит от параметров пара отбора турбины и определяется из статических расчетов. С изменением нагрузки турбины параметры и расход пара в отборах изменяются пропорционально нагрузке, что приводит к соответствующим изменениям подогрева воды в подогревателе. Таким образом, температура воды после подогревателя не регулируется.

Единственной регулируемой величиной в подогревателе является уровень конденсата пара. При повышении уровня затопливается поверхность теплообмена, что ухудшает конденсацию пара. Кроме того, большой запас конденсата пара в подогревателе нежелателен, потому что при аварийной разгрузке турбогенератора давление в отборах резко понижается, что приводит к вскипанию конденсата и возможному попаданию его через паропроводы в турбину (для этого специально предусмотрены обратные клапаны).

Снижение уровня конденсата в подогревателе нежелательно из-за возможного «проскока» пара в дренажный насос, что вызывает кавитацию насоса [19, с. 239].

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Таким образом, автоматическая система регулирования (в дальнейшем – АСР) уровня конденсата в подогревателе сетевой воды должна поддерживать нормальный уровень конденсата в корпусе, выпускать избыток конденсата в дренажную сеть и препятствовать выходу пара из корпуса.

8.2 Выбор структуры АСР уровня

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д.

Благодаря определенному взаимодействию между объектом автоматизации и системой управления система автоматизации в целом обеспечивает требуемый результат функционирования объекта, характеризующийся различными параметрами регулирования [18, с. 17].

Регулирование уровня конденсата в подогревателе осуществляется по следующей схеме: конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса подогревателя и отводится из него через регулирующий клапан, меняющий расход дренажа из подогревателя, тем самым, восстанавливая необходимое значение уровня. Таким образом, регулирование уровня в подогревателе основывается на типовой одноконтурной АСР.

Структурная схема АСР уровня конденсата в подогревателе представлена на ФЮРА. 311111.006 С1.

Принцип действия такой системы заключается в следующем. Регулируемый технологический параметр (уровень) измеряется первичным преобразователем (ПП) – преобразователем гидростатического давления, сигнал от которого через нормирующий преобразователь (НП) поступает на вход регулирующего устройства (РУ). Там он сравнивается с заданием, сигнал о котором поступает на вход регулятора от задатчика (ЗД).

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Регулирующее устройство вырабатывает сигнал регулирующего воздействия и через блок ручного управления (БРУ), коммутирующий режимы управления технологическим процессом, подает его на вход пускового устройства (ПУ). Это устройство усиливает сигнал до величины, необходимой для запуска исполнительного механизма (ИМ), воздействующего на регулируемый орган (РО), который изменяет расход дренажа греющего пара из подогревателя в сторону восстановления заданного значения уровня конденсата. Положение вала исполнительного механизма отслеживается датчиком положения (ДП).

8.3 Разработка функциональной схемы АСР уровня

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации [19, с. 25].

При разработке функциональной схемы АСР уровня конденсата в подогревателе были решены следующие задачи:

- на технологической схеме объекта автоматизации определено местоположение точек отбора измерительной информации и точек воздействия на регулируемый параметр;
- выбрана структура измерительных каналов и каналов передачи управляющих воздействий;
- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации, а также технические средства выработки управляющих воздействий;

- решены вопросы размещения технических средств автоматизации (ТСА) на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;

- согласованы параметры измерительных каналов.

АСР уровня конденсата спроектирована на основе ТСА, серийно выпускаемых отечественными предприятиями. Все измерительные каналы (ИК) имеют унифицированный токовый выходной сигнал 4...20 мА. ИК составлены из однотипных технических средств, обеспечивающих взаимозаменяемость, простоту сочетания друг с другом и удобство компоновки на щитах.

В качестве технических средств получения и преобразования информации, измерительных приборов, а также регулирующих устройств использованы средства автоматизации ГСП.

На чертеже функциональной схемы системы автоматического контроля и сигнализации представлены:

- технологическая схема объекта автоматизации;
- первичные и функциональные преобразователи, устройства оперативного управления;
- щит, микропроцессорный контроллер;
- линии связи между техническими средствами автоматизации.

Функциональная схема АСР уровня конденсата в подогревателе представлена на ФЮРА.311111.007 С2.

Информация о регулируемом параметре (уровне конденсата) через первичный преобразователь (1а) поступает на датчик гидростатического давления (1б), откуда токовый сигнал 4...20 мА через промежуточный (нормирующий) преобразователь (1в), осуществляющий гальваническое разделение цепей измерения, подается на вход регулирующего устройства (модуль аналогового ввода контроллера КРОСС-500). На модуль аналоговых сигналов также приходит сигнал (4...20 мА) от ручного задатчика (3а),

который сравнивается с измеренным значением уровня, и сигнал (4...20 мА) с блока сигнализации положения вала исполнительного механизма (БСПТ).

Сигнал по уровню конденсата в подогревателе также дублируется на щит КИПиА, путем вывода его на регистрирующий прибор (1г).

Далее, на основании поступивших сигналов, контроллер формирует управляющее воздействие (0В или 24 В), которое, с модуля дискретного ввода-вывода, через блок ручного управления (2а), коммутирующий режимы управления (ручной либо автоматический), подается на пускатель (2б), где усиливается по мощности и подается на исполнительный механизм (2в). Выходной вал исполнительного механизма, вращаясь, при помощи механической связи оказывает влияние на регулирующий орган, вследствие чего меняется расход дренажа греющего пара, обеспечивая требуемый уровень конденсата внутри объекта управления (подогревателя сетевой воды).

8.4 Выбор технических средств АСР уровня и составление заказной спецификации

8.4.1 Выбор средств измерения гидростатического давления

В качестве первичных измерительных преобразователей давления на ТЭС широко используются преобразователи типов Сапфир-22-ДД (изготовитель – ЗАО «Манометр», г. Москва) и Метран-43-ДГ (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

Вышеперечисленные преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование гидростатического давления (разности давлений) в стандартный токовый выходной сигнал (0...5, 4...20, 0...20, 5...0, 20...4, 20...0 мА) дистанционной передачи.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

который сравнивается с измеренным значением уровня, и сигнал (4...20 мА) с блока сигнализации положения вала исполнительного механизма (БСПТ).

Сигнал по уровню конденсата в подогревателе также дублируется на щит КИПиА, путем вывода его на регистрирующий прибор (1г).

Далее, на основании поступивших сигналов, контроллер формирует управляющее воздействие (0В или 24 В), которое, с модуля дискретного ввода-вывода, через блок ручного управления (2а), коммутирующий режимы управления (ручной либо автоматический), подается на пускатель (2б), где усиливается по мощности и подается на исполнительный механизм (2в). Выходной вал исполнительного механизма, вращаясь, при помощи механической связи оказывает влияние на регулирующий орган, вследствие чего меняется расход дренажа греющего пара, обеспечивая требуемый уровень конденсата внутри объекта управления (подогревателя сетевой воды).

8.4 Выбор технических средств АСР уровня и составление заказной спецификации

8.4.1 Выбор средств измерения гидростатического давления

В качестве первичных измерительных преобразователей давления на ТЭС широко используются преобразователи типов Сапфир-22-ДД (изготовитель – ЗАО «Манометр», г. Москва) и Метран-43-ДГ (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

Вышеперечисленные преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование гидростатического давления (разности давлений) в стандартный токовый выходной сигнал (0...5, 4...20, 0...20, 5...0, 20...4, 20...0 мА) дистанционной передачи.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

8.4.2 Выбор устройств оперативного управления

В качестве устройств оперативного управления на ТЭС применяются блоки ручного управления, ручные задатчики, пусковые устройства и пр.

Блоки ручного управления используются для коммутации цепей управления, а пусковые устройства – для усиления управляющего сигнала, поступающего на исполнительный механизм. Задатчики необходимы для установки сигналов задания для регуляторов.

Основные характеристики устройств оперативного управления представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Основные характеристики устройств оперативного управления

Исполнение	Функции	Примечание
БРУ–22	Ручное или дистанционное переключение цепей управления на два положения; световая сигнализация положения цепей; управление ИМ	—
БРУ–32	Ручное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация выходного сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа по сигналу от электрического ИМ	Входные сигналы стрелочного индикатора: унифицированные токо-вые 0...5, 4...20 мА, напряжения 0...10 В
БРУ–42	Ручное или дистанционное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация режимов управления, выходного	

	сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа по сигналу от электрического ИМ	
--	---	--

Продолжение таблицы 8.2

Исполнение	Функции	Примечание
РЗД-12	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения. Входной сигнал: нет. Выходной сигнал: плавное изменение коэффициента деления потенциометра с сопротивлением 10 или 2,2 кОм	Разрешающая способность: 0,5 % от максимального сигнала
РЗД-22	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения, преобразование одного вида унифицированного сигнала постоянного тока или напряжения в другой. Входной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В. Выходной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В	
ПБР-2М	Бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами; пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт	Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с однофазными конденсаторными двигателями
ПБР-3А		Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с трехфазными синхронными и асинхронными двигателями

Выбираем устройства оперативного управления типа БРУ–42 и ПБР–3А (изготовитель – ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

В качестве задатчика регулируемого параметра выберем ручной задатчик типа РЗД-22, имеющий выходной сигнал 4...20 мА (ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

8.4.3 Выбор исполнительного механизма

При составлении заказной спецификации был проведен расчет параметров исполнительного механизма (ИМ) по методике, изложенной в [3, приложение 3-12.5].

Исходные данные

Внутренний диаметр трубопровода 450 мм

В качестве ИМ был выбран механизм электрический однооборотный – МЭО [3, табл. ПЗ-53].

Максимальный крутящий момент МЭО

$$M_{\max} = 6,89 \cdot D_y - 338 = 6,89 \cdot 450 - 338 = 2762,5 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где D_y - условный диаметр трубопровода, мм.

При выборе МЭО учитывалось условие

$$M_H > M_{\max},$$

где M_H – номинальный крутящий момент на выходном валу ИМ, Н · м.

Выбираем ИМ типа МЭО–4000/63-0,25У-97К.

8.4.5 Выбор регулирующего устройства

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Современный рынок средств автоматизации предлагает широкий спектр аппаратных и программных регулирующих устройств для построения систем, надежных и удобных в эксплуатации. Все больше в настоящее время используются программируемые логические контроллеры (ПЛК). ПЛК представляют собой устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления. Они реализованы на базе микропроцессорной техники и работают в локальных и распределенных системах управления. Принципиальное отличие ПЛК от релейных схем заключается в том, что все его функции реализованы программно. На одном контроллере можно реализовать схему, эквивалентную тысячам элементов жесткой логики. При этом надежность работы схемы не зависит от ее сложности.

В настоящее время в качестве регулирующих устройств в АСР на предприятиях энергетического комплекса широко используются микропроцессорные контроллеры типа Ремиконт Р-130, КРОСС-500 и Decont-182. Применение программируемых логических контроллеров обеспечивает высокую надежность, простое тиражирование и обслуживание устройств управления, ускоряет монтаж и наладку оборудования, обеспечивает быстрое обновление алгоритмов управления (в том числе и на работающем оборудовании).

Для реализации функции управления в АСР уровня выбираем микропроцессорный контроллер типа КРОСС-500. Состав контроллера представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Состав контроллера КРОСС-500

Название блока/ модуля	Назначение
Блок центральный ЦБ1 в составе модуля процессора SM2-CPU-1,5	Является мастером шины SPI, предназначен для управления работой контроллера, взаимодействия пользователя с контроллером

	через компьютер и SCADA-программу
Базовый монтажный блок SMART2-BASE	Имеет посадочные места для установки модуля процессора SM2-CPU-1,5, модуля ИСК1
Модуль согласования ИСК1	Соединяет и согласовывает модули УСО с центральным процессором
Блок питания LOK 4601-2R/P-ONE/	Обеспечивает подключение к питающей сети 220 В и преобразование переменного напряжения в постоянное напряжение 24 В.

Продолжение таблицы 8.3

Название блока/ модуля	Назначение
Модуль питания DC-24/5	Обеспечивает питание УСО на одной шине SPI
Модули УСО AI1 – 8, DIO1 – 8/8	Сбор, первичная обработка информации от датчиков и ИМ, а также выдача управляющих воздействий на объект
Блоки терминальные T1 – AI, T1 – D	Позволяют подключить к контроллеру кабели различных сечений от датчиков и ИМ
Соединения гибкие C1 – AI, C1 – D	Соединяют модули УСО и терминальные блоки

На основе выбранных выше технических средств АСР составляем заказную спецификацию приборов и средств автоматизации, которая приведена в приложении А.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установка смешивающих подогревателей с целью получения дополнительной мощности, а именно более глубокого использования системы регенерации турбоустановки, тем самым увеличивается КПД теплового потока, выработка и отпуск электроэнергии. Снижается расход условного топлива.

Таким образом, на основании проделанных расчетов можно сделать вывод, что установка смешивающих ПНД(ПНСВ-800-1,2) наиболее выгодна по сравнению с базовым вариантом.

Вариант выработки дополнительной мощности путем установки смешивающего ПНД является более целесообразным, чем базовый вариант за счет повышения КПД самого блока, что позволит получать дополнительную прибыль за счет продажи электроэнергии и тепла.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Данные по Беловской ГРЭС
2. Тепловой расчет котла нормативный метод/ АООТ НПО ЦКТИ и АООТ ВТИ., Санкт-Петербург, 1998 г, 257 с.
3. Режимы работы и эксплуатация ТЭС/ Н.Н Галашов/ И: ТПУ, Томск 2013 г., 252 с
4. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. АН СССР В. А. Григорьев В.А., Зорин В.М. Григорьева, В. М. Зорина. Справочная серия. Учебное пособие для ВУЗов. 2-е изд., перераб. - (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3). - М.: Изд-во: Энергоатомиздат, Москва., 1989г.-608 с
5. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергия, 1976.
6. Теплофизические свойства воды и водяного пара/ Вукалович, М.П.– М. : Машиностроение, Москва, 1967г.-160 с.
- 7 Гужулев Э.П., Гриценко В.И. Водоподготовка и воднохимический режим ТЭС и котельных. Учебное пособие для вузов. - Омск, ОмГТУ, 2000.
8. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водный режим тепловых и атомных электростанций. - М.: Высшая школа, 1987, 319 с.
9. Стерман Н.Л., Покровский В.Н. Физические и химические методы обработки воды на ТЭС. Для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1991, 329 с.
10. СНиП 41-01-2003. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Отопление, вентиляция и кондиционирование: Система нормативных документов в строительстве.-М., «СантехНИИпроект», Москва., 2004г.- 236 с

11. Менеджмент в энергетике (Экономика и управление энергетическими предприятиями) Учебное пособие/ Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. - Изд-во ТПУ, Томск:, 2007г - 188 с.
12. МЕНЕДЖМЕНТ .Планирование производственной программы ТЭС/ Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов энергетических специальностей Института дистанционного образования Издание второе стереотипное, Изд-во ТПУ, Томск: 2003г.
13. SWOT-анализ и синтез - основа формирования стратегии организации/ Юрий Учитель, Михаил Учитель.-М., «Либроком»,Москва:, 2010г-328 с.
14. СанПиН 2.2.4./2.1.8.582—96. Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения /САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЕ ПРАВИЛА И НОРМАТИВЫ.-М., «МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ РФ», Москва., 2003г.- 76 с
15. ППБ-01-03 « Правила пожарной безопасности в РФ» :свод правил .-М., «Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны», Москва., 2003г.- 45 с
16. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. - М.: Энергоиздат, 1991, 296 с
17. Клюев А.С., Глазов Б.В. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
18. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций: Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 368 с.

19. Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов ТЭС: Учебное пособие. – Одесса: Астропринт, 2001. – 305 с.

20. Волощенко А.В., Горбунов Д.Б. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 109 с.

					ФЮРА.311021.001.ПЗ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		