

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Заочный факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА

ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

Начальник КТЦ,

ПАО «Фортум», филиал ЧТЭЦ-1

_____ В.Е. Чендяев

«__» _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергетика»

к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

«__» _____ 2020 г.

**Реконструкция схемы подогрева сетевой воды АО «Фортум»
филиал «Челябинская ТЭЦ-1»**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2020.043.11.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент

_____ И.П. Палатинская

«__» _____ 2020 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

«__» _____ 2020 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

«__» _____ 2020 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579

_____ И.Ю. Новикова

«__» _____ 2020 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

«__» _____ 2020г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Новикова И.Ю. Реконструкция схемы подогрева сетевой воды АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1». – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2020, 98 с., 9 ил., библиогр. список – 45наим., 1 прил., 7 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1.

В существующей схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 отсутствует вторая ступень подогрева сетевой воды и ее догрев приходится переносить на пиковую водогрейную котельную. То есть при работающих газотурбинных установках ГТУ-10,11 работа турбогенератора ТГ-5 не возможна. Кроме того остается расход сетевой воды в объеме 6 400 т/ч с учетом собственных нужд. В настоящее время турбогенераторы ТГ-7 и ТГ-8 работают в параллельном режиме с расходом сетевой воды через конденсаторы по 3200 т/ч. Номинальный расход воды через конденсатор ТГ-7 или ТГ-8 составляет 5000 т/ч.

В выпускной квалификационной работе бакалавра предлагается для надежной работы конденсаторов и увеличения отпуска тепла в когенерационном режиме выполнить подвод отработанного пара ТГ-7 на бойлерную установку БУ-2.

Цель работы: разработка проекта реконструкции схемы подогрева сетевой воды на ТЭЦ-1 города Челябинска. Задачи работы:

- изучение существующей схемы и оборудования Челябинской ТЭЦ-1;
- предложение схемы реконструкции и расчет энергоэффективности предложенной схемы;
- выполнение теплового расчета турбины, рассматриваемой в работе;
- выполнение ряда технических расчетов;
- технико-экономическое обоснование разработки предложенной схемы.

Объект ВКР – турбогенератор ст. №7 типа Р-25-29/1,2 ЧТЭЦ-1, это паровая турбина, изготовленная УТМЗ с параметрами острого пара Р=29 атм, Т=400 °С с параметрами теплофикационного отбора (выхлоп ЦВД) Р=1,2 атм.

Пояснительная записка содержит 9 разделов. В спецчасти проведен тепловой расчет рассматриваемой турбины, описаны конструкция и принцип работы основного оборудования. Также в работе проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области усовершенствования паровых турбин, выполнена научная часть, определена экономическая эффективность и срок окупаемости предлагаемой реконструкции, рассмотрены вопросы экологии, энергосбережения, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 8-ти листах формата А1.

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						
					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>					
Выполнил		Новикова И.Ю.			<i>Реконструкция схемы подогрева сетевой воды АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1»</i>	<i>Лит.</i>			<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Осинцев К.В.				В	К	Р	3	98
Н.контр.		Алабугина Р.А.				<i>ЮУрГУ</i>				
Зав.каф.		Осинцев К.В.				<i>Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»</i>				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СХЕМЫ ПОДОГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ЧТЭЦ-1.....	8
1.1 Описание тепловой технологической схемы ТЭЦ.....	8
1.2 Обоснование необходимости реконструкции.....	9
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РЕШЕНИЙ И РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН.....	13
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	16
3.1 Описание конструкции и принцип работы основного оборудования....	16
3.1.1 Краткая характеристика турбины.....	16
3.1.2 Парораспределение.....	17
3.1.3 Масляная система и регулирование.....	17
3.2 Тепловой расчет турбины Р-25-29/1,2.....	17
3.2.1 Расчет первой регулирующей ступени турбины.....	17
3.2.2 Распределение теплоперепада по ступеням давления. Определение числа нерегулируемых ступеней.....	29
3.2.3 Тепловой расчёт промежуточной ступени.....	34
3.2.4 Тепловой расчёт последней нерегулируемой ступени.....	43
3.3 Описание бойлера.....	49
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
4.1 Технологические решения.....	52
4.2 Энергосбережение в системе водоснабжения и водоотведения.....	54
4.3 Мероприятия по экономии электрической энергии.....	54
5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАТЕРИАЛА ТРУБОК НА КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛООТДАЧИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ БОЙЛЕРНОЙ УСТАНОВКИ БУ-2 ТИПА БО-550-3М.....	56
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	63
6.1 Оценка воздействия объекта реконструкции на окружающую среду.....	63
6.2 Санитарно-защитная зона предприятия.....	64
6.3 Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия.....	65
7 АВТОМАТИКА И КИП.....	67
7.1 Постановка задачи автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2.....	67
7.2 Выбор схемы автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2.....	67
7.3 Разработка функциональной схемы автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2.....	68

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	71
8.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов.....	71
8.2 Нормирования факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты.....	72
8.2.1 Микроклимат.....	72
8.2.2 Световая среда.....	74
8.2.3 Виброакустические факторы.....	75
8.2.4 Тяжесть и напряженность трудового процесса.....	78
8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	78
8.3.1 Электробезопасность.....	78
8.3.2 Пожаровзрывобезопасность.....	80
8.4 Эргономика и производственная эстетика рабочего места.....	83
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	84
9.1 Техничко-экономический расчет реконструкции схемы подогрева сетевой воды ЧТЭЦ-1.....	84
9.1.1 Смета капитальных затрат на реконструкцию схемы подогрева сетевой воды.....	84
9.1.2 Расчет экономии текущих затрат.....	85
9.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции схемы подогрева сетевой воды.....	86
9.2 SWOT – анализ реализации проекта реконструкции подогрева сетевой воды ЧТЭЦ-1.....	87
9.3 Планирование целей предприятия и проекта.....	89
9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания.....	89
9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей.....	90
9.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта.....	92
9.3.4 Ленточный график Ганта.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	94
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	95
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. График Ганта по реализации целей проекта	99

ВВЕДЕНИЕ

ЧТЭЦ-1 находится в Ленинском районе Челябинска. Первая очередь запущена в 1942 году. Спустя три года ЧТЭЦ-1 становится второй на Урале по мощности (к тому времени она достигла 250 МВт) и одной из самых крупных в стране.

В 1954 году принято Постановление Правительства о строительстве на ЧТЭЦ-1 впервые в Советском Союзе экспериментального блока, работающего на сверхвысоких параметрах. В 1959 году блок был введен в эксплуатацию. Мощность станции достигла 352 МВт. В это же время ведется механизации и автоматизации производственных процессов, идет широкое внедрение электронных приборов КИПиА, проводится реконструкция системы гидрозолоудаления.

ТЭЦ-1 была одним из первых предприятий, проводших в декабре 1963 года реконструкцию, позволившую сжигать природный газ на энергетических котлах.

В 70-80 годы основной задачей станции ставится обеспечение теплом промышленных предприятий и жилого сектора, проводится реконструкция турбин с переводом турбоагрегатов на режим противодействия, ведется строительство водогрейной котельной, установленная тепловая мощность станции достигла 1253 Гкал/час. В последующем на станции идет интенсивная работа по реконструкции главной электрической схемы с заменой трансформаторов и высоковольтного оборудования, строительство дымовой трубы 120м, реконструкция химводоочистки с доведением подпитки в контур тепловых сетей до 700 т/час, ввод мазутного хозяйства, переход с паровозной тяги на тепловозную, строительство обратной системы водоснабжения.

Но наряду с новым строительством происходит и демонтаж устаревшего оборудования: выведены из работы турбогенераторы № 3,4,6, котлы сверхвысоких параметров №10 и 11, энергетический котел №8.

В 2014 г. завершена модернизация ЧТЭЦ-1 с установкой 2-х газотурбинных установок суммарной мощностью 88 МВт·ч. С 2015 г. осуществляется поэтапный вывод устаревшего основного и вспомогательного оборудования главного корпуса ЧТЭЦ-1. В 2016 г. завершено строительство резервной нитки газопровода для повышения надежности работы ТЭЦ. Станция переведена на 100% использование природного газа в качестве основного вида топлива.

Челябинская ТЭЦ-1 – теплофикационная станция с поперечными связями, основной вид деятельности которой, обеспечение тепловой энергией в виде горячей воды системы отопления, ГВС г. Челябинска и в виде пара на промышленное предприятие (ЖБИ-2) г. Челябинска. Выработка электрической энергии на тепловом потреблении.

В настоящее время приведенная установленная мощность Челябинской ТЭЦ-1 составляет 1606 МВт, из них:

- электрическая мощность – 188 МВт;
- тепловая мощность – 1253 Гкал (1457 МВт).

В существующем главном «старом» корпусе эксплуатируются две паровые турбины Р-25-29/1,2 и три энергетических паровых котла.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СХЕМЫ ПОДОГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ЧТЭЦ-1

1.1 Описание тепловой технологической схемы ТЭЦ

Для выработки электро- и теплоэнергии на ЧТЭЦ-1 используются топливо и речная вода, обработанная по специальной технологии.

На всех энергетических котлах установлены комбинированные пылегазовые горелки, позволяющие работать котлу на двух видах топлива. Основным топливом для энергетических котлов является природный газ. Растопочное топливо – мазут.

Водоснабжение станции осуществляется с береговой насосной ТЭЦ-1, расположенной на реке Миасс. Речная вода по двум промводоводам $\varnothing 900$ мм подается на ТЭЦ-1 и используется следующим образом:

- после обработки на ХВО компенсирует потери пара и конденсата в тепловой схеме станции и подпитку теплосети;
- как резервная вода на ГЗУ.

Подогрев исходной воды перед ХВО осуществляется в охладителях дренажей и в подогревателях сырой воды до температуры 40°C .

Подготовка воды, восполняющей безвозвратные потери конденсата, осуществляется на химводоочистке 2-х ступенчатым натрий-катионированием с предварительным фильтрованием на механических фильтрах с последующим подкислением и амминированием.

Вода в экранной системе (трубах) котла, за счет тепла сжигаемого топлива, частично переходит в пар. Пароводяная смесь поступает в барабан котла, где разделяется на пар и воду. Вода возвращается в экраны, а пар поступает в пароперегреватель, где досушивается и перегревается до соответствующих параметров ($P = 35 \text{ кгс/см}^2$; $t = 420^{\circ}\text{C}$). Пар после пароперегревателя поступает в два главных паропровода.

Пар из главных паропроводов поступает на турбоагрегаты и на редуционно-охладительную установку (РОУ-4).

Паровые турбины являются тепловыми двигателями (т.е. машинами, преобразующими тепловую энергию в механическую). Пар с параметрами ($P = 29 \text{ кгс/см}^2$; $t = 400^{\circ}\text{C}$) подается на турбину, где потенциальная энергия пара при его расширении в соплах преобразуется в кинетическую. Струя пара направляется на изогнутые лопатки, закрепленные по окружности дисков, насаженных на вал турбины. Воздействие струи на лопатки приводит вал во вращение. Вал турбины соединен с валом электрического генератора: при вращении ротора генератора в обмотке ЭДС.

В процессе работы пара в турбине, часть его с давлением около $6,6 \text{ кгс/см}^2$ отбирается на ПВД, для подогрева питательной воды котлов. Конденсат, образовавшийся при конденсации пара в ПВД, направляется в деаэраторы котлов. Все турбины ТЭЦ-1 имеют 1 цилиндр высокого давления (ЦВД). Оставшаяся часть пара после отбора на ПВД, продолжает отдавать энергию для вращения ротора турбины и сбрасывается до параметров ($P = 1,2 \text{ кгс/см}^2$).

										лист
										8
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

Пар с давлением 1,2 кгс/см² направляется в конденсаторы турбогенераторов, используемые в качестве подогревателей сетевой воды I ступени, где отдавая энергию сетевой воде преобразуется в воду с температурой $t = 60-95^{\circ}\text{C}$. Конденсат направляется в деаэраторы котлов.

Сетевая вода после бойлеров, при необходимости подъема температуры сетевой воды свыше 105°C , поступает в пиковые водогрейные котлы.

Для пиковых водогрейных котлов основным видом топлива является природный газ (для ПВК-4,5,6 резервным видом топлива – мазут).

Удельные расходы топлива на выработку электроэнергии – 390 г/кВт*ч, на выработку тепловой энергии – 130 кг/Гкал. Удельные расходы электроэнергии на собственные нужды составляют 7% от общей выработки электроэнергии, и 32 кВт*ч/Гкал на отпуск тепловой энергии.

КПД станции по выработке электрической энергии складывается из КПД брутто турбинной установки, КПД брутто котлов, КПД теплового потока и составляет для ТЭЦ-1 по месяцам, представленным в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Распределение КПД станции по месяцам

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
КПД ТУ	88,4	88,3	87,2	87,3	84,1	78,9	83,2	84,0	81,4	85,1	86,3	88,3	86,8
КПД котлов	91,3	91,8	91,8	90,4	92,0	93,9	92,5	93,1	92,9	90,9	92,6	92,4	91,8
КПД теп.поток	98,0	97,9	98,1	97,5	97,7	96,2	97,7	96,4	97,6	97,9	97,6	97,8	97,7
КПД станции	79,1	79,4	78,5	76,9	75,6	71,3	75,2	75,4	73,8	75,7	78,0	79,8	77,9

1.2 Обоснование необходимости реконструкции

В существующей схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 сетевая вода проходит первую ступень подогрева в конденсаторах ТГ-7,8, затем направляется на вторую ступень подогрева – бойлерную установку №2, питающуюся паром отпительного отбора ТГ-5, и далее идет на пиковые водогрейные котлы.

После окончания строительства ГТУ-10,11 и изменения электрической схемы в схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 отсутствует вторая ступень подогрева и догрев сетевой воды приходится переносить на ПВК. То есть при работающих ГТУ-10,11 работа ТГ-5 не возможна.

Кроме того, после внедрения проекта «Переброска тепловой нагрузки с ЧТЭЦ-1 на ЧТЭЦ-2» на Челябинской ТЭЦ-1 остался расход сетевой воды в объеме 6 400 т/ч с учетом собственных нужд. В настоящее время ТГ-7 и ТГ-8 работают в параллельном режиме с расходом сетевой воды через конденсаторы по 3200 т/ч. Номинальный расход воды через конденсатор ТГ-7 или ТГ-8 составляет 5000 т/ч.

ТГ ст.№7 установлен и эксплуатируется с 1958 года, это паровая турбина типа Р-25-29/1,2, изготовлена УТМЗ с параметрами острого пара $P=29$ атм, $T=400^{\circ}\text{C}$ с параметрами теплофикационного отбора (выхлоп ЦВД) $P=1,2$ атм.

В ноябре 1967 года была проведена реконструкция проточной части турбины и регулирования наувеличенный расход пара на турбину с заменой РВД, диафрагм

ЦВД и заменой РНД, снятием диафрагм ЦНД с организацией подогрева сетевой воды в конденсаторе турбины.

Предлагается для надежной работы конденсаторов и увеличения отпуска тепла в когенерационном режиме выполнить подвод отработанного пара ТГ-7 на БУ-2.

В планируемой тепловой схеме не предусматривается параллельная работа турбины ст. №7 с другими турбинами станции по пароснабжению потребителя пара – бойлерной установки №2.

На рисунке 1.1 изображена принципиальная существующая тепловая схема. ЧТЭЦ-1.

Модернизация ТГ ст. №7 с переводом на режим с повышением параметров пара на противодавлении до $P=1,9$ атм и с отбором пара после ЦВД на бойлерную установку ст.№2 и исключением потока пара на ЦНД и конденсатор турбоустановки позволит добиться энергоэффективной работы станции в целом.

Через конденсаторы ТГ-7,8 идет по 3200 т/ч воды при максимально возможном давлении отработавшего пара 1,4 ата температура насыщения составляет $104,8$ °С, при фактическом температурном напоре 20 °С максимально возможная температура сетевой воды за ТГ-7,8 составляет $84,8$ °С.

Соответственно при сравнении работы последовательной схемы с параллельной необходим догрев сетевой воды в пиковой водогрейной котельной (ПВК) на величину до $94,8$ °С или на 10 °С, что соответствует 64 Гкал/ч тепловой нагрузки ПВК.

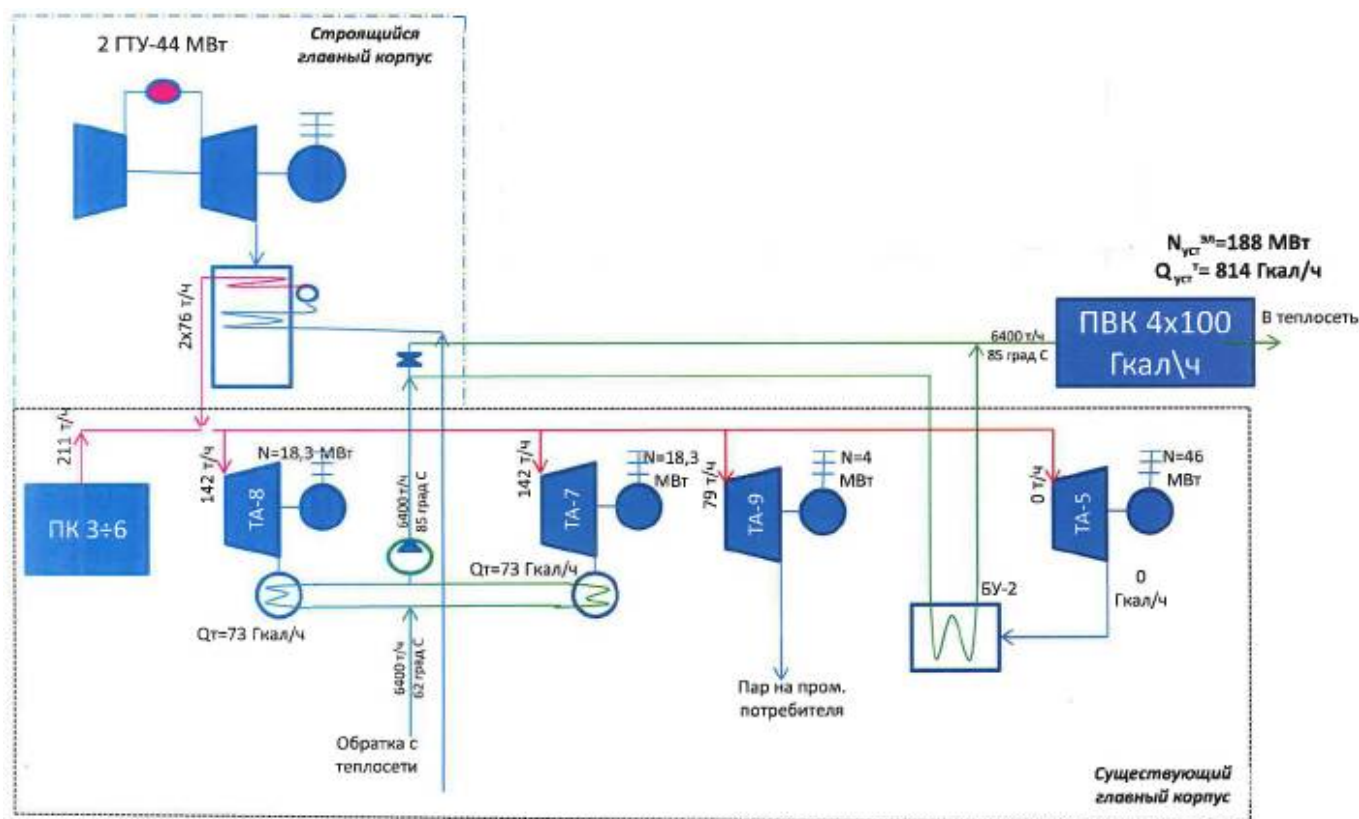


Рисунок 1.1 – Принципиальная существующая тепловая схема. ЧТЭЦ-1

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

лист

10

На рисунке 1.2 представлена принципиальная схема ЧТЭЦ-1 с учетом реконструкции ТГ-7.

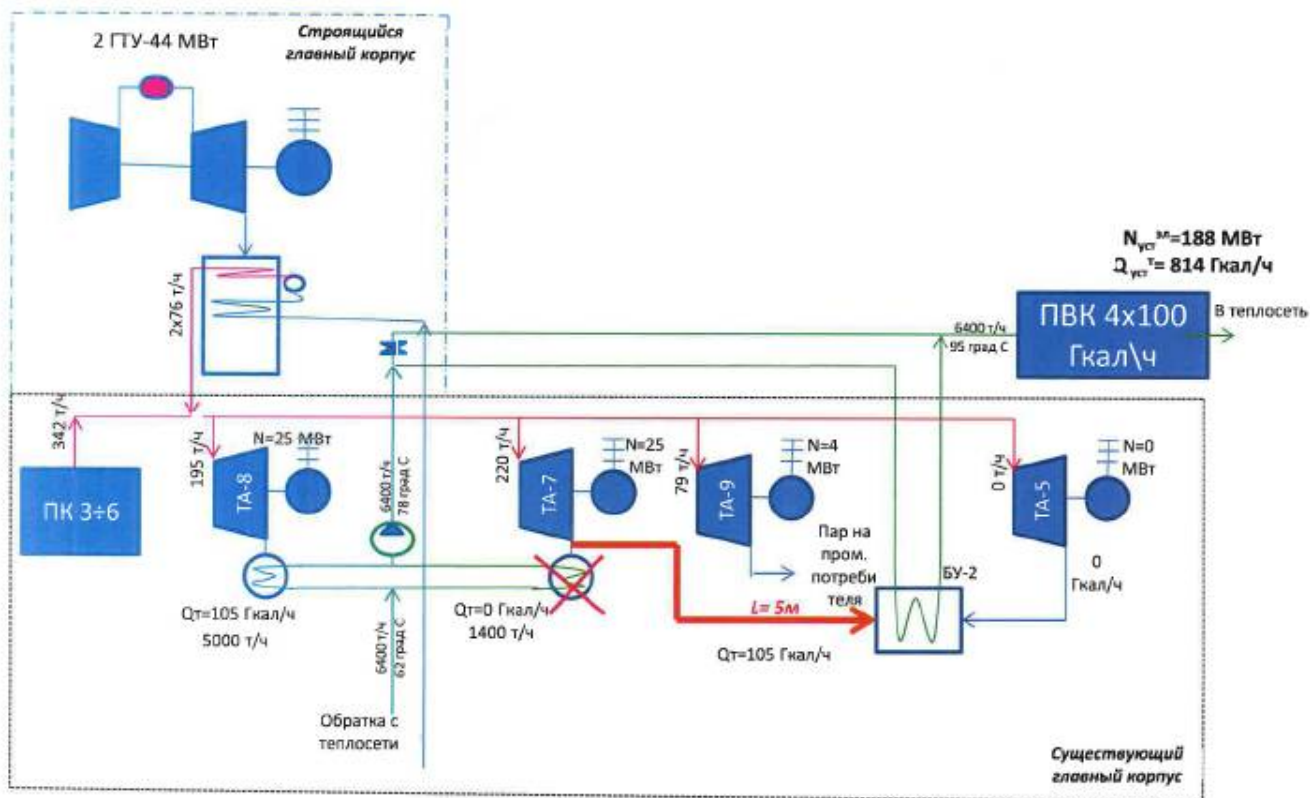


Рисунок 1.2 – Принципиальная тепловая схема ЧТЭЦ-1 с учетом реконструкции ТГ-7

Рассчитаем предлагаемую последовательную схему.

Расход сетевой воды через конденсатор ТГ-8 составляет 5000 т/ч, температура обратной сетевой воды принимаем 62 °С, при номинальной тепловой нагрузке 105 Гкал/ч сетевая вода нагревается до температуры (1.1):

$$t_2^{ТГ-8} = \frac{Q^{ТГ-8}}{G_{ном}^{ТГ-8}} \cdot 1000 + t_{обр} \quad (1.1)$$

$$t_2^{ТГ-8} = \frac{105}{5000} \cdot 1000 + 62 = 83^\circ\text{C}.$$

Так как 1400 т/ч сетевой воды проходит мимо конденсатора ТГ-8, то средневзвешенная температура сетевой воды на входе в группу бойлеров, подключенная к ТГ-7 составит (1.2):

$$t_1^{ТГ-7} = \frac{t^{ТГ-8} \cdot G_{ном}^{ТГ-8} + t_{обр} \cdot G_{мимо}^{ТГ-8}}{G_{ном}^{ТГ-8} + G_{мимо}^{ТГ-8}} \quad (1.2)$$

$$t_1^{ТГ-7} = \frac{83 \cdot 5000 + 62 \cdot 1400}{5000 + 1400} = 78,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При максимальной тепловой нагрузке ТГ-7 в 105 Гкал/ч температура сетевой воды за ТГ-7 (за бойлерной установкой №2) составит (1.3):

$$t_2^{ТГ-7} = \frac{Q_{ном}^{ТГ-7}}{G_{сб}^{ТГ-7}} \cdot 1000 + t_1^{ТГ-7} \quad (1.3)$$

$$t_2^{ТГ-7} = \frac{105}{6400} \cdot 1000 + 78,4 = 94,8 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РЕШЕНИЙ И РАЗРАБОТОК В ОБЛАСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

В процессе выработки электроэнергии паровая турбина играет исключительную роль. Совершенствование турбины — это самый универсальный способ повышения экономичности ТЭС: он всегда дает эффект вне зависимости от параметров пара, тепловой схемы, условий эксплуатации.

Та часть работоспособности пара, которую при его протекании в турбине удалось преобразовать в работу, находится на уровне 40 %. Часть работоспособности пара, которую не удалось преобразовать в работу, условно называется потерей энергии. Кроме того, в паровых турбинах имеют место потери с выходной скоростью, паразитные протечки пара мимо сопловых и рабочих решеток: периферийная, корневая (у корня рабочих лопаток), диафрагменная.

Аэродинамическое совершенствование турбин за рубежом в последние 20 лет было связано с практическим внедрением в реальные конструкции предложений, большинство из которых сделали еще советские ученые 30—35 лет назад. Но отечественное турбостроение к этим разработкам оказалось невосприимчивым. К ним относятся следующие разработки:

- саблевидные сопловые лопатки;
- меридиональное профилирование;
- увеличение кольцевой площади выхода пара из турбины;
- применение периферийных разношаговых многоступенчатых уплотнений в ЦВД и ЦСД;
- применение регулируемых диафрагменных уплотнений в ЧВД и ЧСД.

Традиционно сопловые лопатки выполняют прямыми и устанавливают их радиально. Связано это с простотой изготовления диафрагм. Саблевидными лопатками называются изогнутые лопатки, напоминающие по внешнему виду саблю.

Саблевидные сопловые лопатки впервые предложены в 1962 г. в России (кафедра паровых и газовых турбин МЭИ) профессором М.Е. Дейчем и ныне академиком РАН Г.А. Филипповым, а впервые использованы в мощных турбинах фирмой Siemens в середине 80-х годов прошлого столетия. Сейчас их используют все ведущие мировые производители турбин, кроме России.

По разным оценкам повышение экономичности ступени при использовании саблевидных лопаток составляет 1,5—2,5 % (относительных). Выигрыш при использовании саблевидных лопаток возникает вследствие того, что уменьшается доля пара, протекающего через корневую и периферийную зону ступени, где обтекание ступеней хуже.

Фирма Siemens использует аналогичные «трехмерные» лопатки для ЦВД и ЦСД, где лопатки имеют малую длину, но зато относительно большую зону высоких потерь в корневой и периферийных зонах. Для создания таких лопаток фирма выполнила обширное компьютерное моделирование облопачивания, испытала его в четырехступенчатой паровой экспериментальной турбине, после

										лист
										13
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

чего оно стало основным для мощных паровых турбин. По оценкам фирмы Siemens использование пространственных лопаток в ЦВД и ЦСД позволяет увеличить их КПД на 1—2 % по сравнению с цилиндрами, созданными в 80-е годы прошлого века.

Фирма GEC-Alsthom использует следующие модификации рабочих лопаток паровых турбин для АЭС:

- обычная («радиальная») лопатка постоянного профиля;
- саблевидная лопатка;
- новая лопатка с прямой радиальной выходной кромкой, обеспечивающая на 2% больший КПД.

Меридиональное профилирование. Первые ступени паровых турбин, особенно на сверхкритические параметры пара имеют очень малую высоту сопловых и рабочих лопаток. Для повышения КПД таких решеток еще в 60-е года XX в. кафедра паровых и газовых турбин МЭИ предложила так называемое меридиональное профилирование сопловых каналов, при котором верхний (меридиональный) обвод канала выполняется не цилиндрическим или коническим, а суживающимся.

Для малых высот решеток (менее 25 мм) меридиональное профилирование дает относительное повышение КПД ступени более 2 %, а для высоты 10 мм относительное повышение КПД составляет около 3 %. Промышленное применение меридионального профилирования осуществлено в 90-х годах фирмами Toshiba и General Electric. Для реализации меридионального профилирования требуется технология изготовления сопловых решеток с фигурным (нецилиндрическим и неконическим) периферийным обводом.

Увеличение кольцевой площади выхода пара из турбины. Эта мера приводит к уменьшению потерь с выходной скоростью, пропорциональных квадрату площади выхода. Максимальную площадь выхода в 11,3 м² имеет турбина ЛМЗ К-1200-240, рабочая лопатка последней ступени которой имеет длину 1,2 м при среднем диаметре 3 м. Эта титановая лопатка создана более 20 лет назад и долгое время она была мировым рекордсменом. Несколько лет назад фирма Siemens создала новую лопатку с площадью выхода 12,5 м² (при длине 1143 мм).

Очень характерным примером целесообразности использования более длинной лопатки последней ступени и перехода на саблевидные лопатки, может служить модернизация турбины пылеугольного энергоблока ТЭС Enstedvarker (Дания), которая позволила увеличить его мощность с 630 до 660 МВт.

Увеличение длины рабочих лопаток последних ступеней — одна из типичных мер поддержания экономичности морально стареющих турбин. К сожалению, подобные меры в России не реализованы, хотя имеются полноценные разработки, например для турбин мощностью 200 МВт.

Применение периферийных разношаговых многоступенчатых уплотнений в ЦВД и ЦСД. Разношаговые многогребенчатые уплотнения впервые были применены фирмой Siemens с числом гребешков 12 на роторе и 9 на статоре. Многогребенчатые периферийные уплотнения с числом гребней 9 применяет для активных турбин японская фирма Toshiba. Известна разработка реактивного ЦВД

для турбины К-300-240, выполненная ЛМЗ, в которой предлагается использовать многогребенчатые уплотнения.

Применение регулируемых диафрагменных уплотнений в ЧВД и ЧСД. Диафрагменные уплотнения турбин российских производителей турбин выполняются с плоскими окружными пружинами, прижимающими сегменты уплотнения к валу с фиксацией малых радиальных зазоров. В последние годы ряд фирм, в частности General Electric и Toshiba, используют так называемые регулируемые уплотнения. Идея регулируемых уплотнений состоит в том, что при пуске турбины сегменты уплотнений в диафрагмах отжимаются пружинами таким образом, что образуются большие радиальные зазоры и это обеспечивает отсутствие задеваний при пуске. Окупаемость затрат при замене старых на более сложные новые уплотнения по данным фирмы составляет период менее 1 года.

Для условий России применение таких уплотнений наиболее целесообразно на турбинах мощностью 300—800 МВт производства ЛМЗ.

Рассмотренные способы усовершенствования элементов отечественных паровых турбин могут быть реализованы без существенного изменения традиционной технологии, освоенной на российских предприятиях-производителях паровых турбин, и не требуют применения новых неосвоенных материалов.

При таком комплексном усовершенствовании общее повышение экономичности, по существу, получается суммированием экономических эффектов от отдельных рассмотренных мер. Оценка показывает, что существующие меры совершенствования ЦНД могут дать суммарное снижение удельного расхода тепла турбоустановкой более чем на 3 % [44].

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В данном разделе приводится краткая характеристика модернизируемой турбины, описываются ее парораспределение, масляная система и ее регулирование, конструкция бойлерной установки, а также выполняется тепловой расчет турбины.

3.1 Описание конструкции и принцип работы основного оборудования

В качестве основного оборудования рассмотрим работу турбогенератора ст. №7 типа Р-25-29/1,2.

Паротурбинный агрегат №7, состоящий из турбины, электрического генератора и их вспомогательных механизмов относится к основному оборудованию ЧТЭС-1.

3.1.1 Краткая характеристика турбины

Турбогенератор ст. №7 типа Р-25-29/1,2 (до реконструкции типа АТ-25-2) изготовлена на Уральском турбомоторном заводе в 1958 году. Турбина двухцилиндровая активная с двумя перегрузочными клапанами в 4 и 7 ступени ЦВД. Число ступеней ЦВД – 21. Начало открытия первого перегрузочного клапана при подъеме дроссельного на 58 мм, что должно соответствовать расходу пара через ЦВД 130 т/ч. Начало открытия второго перегрузочного клапана при подъеме дроссельного до 75 мм, что соответствует расходу пара через ЦВД 170 т/ч. Полное открытие дроссельного клапана 90 мм. Общий отпуск тепла на нужды теплофикации, не учитывая тепло, отданное для регенеративного подогрева воды, составляет 105 Гкал/час от ТГ №7.

Технические характеристики турбины:

- мощность максимальная: 25 МВт;
- давление свежего пара: 29 кгс/см²;
- температура пара: 400 °С;
- число оборотов: 3000 об./мин;
- расход пара максимальный: 220 т/ч;
- первый отбор максимальный: 40 т/ч после 15 ст. ЦВД;
- давление в первом отборе при максимальном пропуске пара через ЦВД: 6 кгс/см²;
- расход пара на теплофикацию: 195 т/ч.

Турбогенератор имеет два опорно-упорных подшипника и шесть опорных подшипников (в том числе четыре подшипника электрического генератора). Корпус ЦВД опирается на стойки переднего и среднего подшипников и имеет частичную разгрузку с помощью двух амортизаторов, расположенных по обе стороны выхлопной части цилиндра, симметрично оси турбогенератора.

										лист
										16
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

3.1.2 Парораспределение

Свежий пар с параметрами $P = 29 \text{ кгс/см}^2$ и $T = 400 \text{ }^\circ\text{C}$ подводится к паровой коробке, с расположенными в ней автоматическим стопорным и дроссельным клапаном, являющимся основным регулирующим органом, через который проходит весь пар, поступающий в турбину. Из паровой коробки пар по U-образным трубам поступает в ЦВД. Для перепуска пара из камеры перед первой диафрагмой ЦВД в камеры перед 4-ой и 7-ой диафрагмами служит два перегрузочных клапана. После 21-ой ступени ЦВД пар на ТГ-7 с максимальным давлением 1,6 атм поступает в основные бойлера БУ-2, как вторую ступень подогрева сетевой воды. Для обеспечения надежной работы последней ступени ЦВД при пропуске через ЦВД 220 т/ч давление за цилиндром не должно быть ниже 1,0 атм, при этом электрическая мощность составит 25 МВт, при работе с отбором пара на бойлера с отглушенным ЦНД и конденсатором. На трубопроводах противодавления установлены два предохранительных клапана, которые настроены: первый – на давление $P = 2,0$ атм, второй – на давление $P = 2,1$ атм.

Для возможности нормальной работы ТГ-7 в режиме противодавления, а также для максимального пропуска сетевой воды через БУ-2, предусмотрено байпасирование части воды мимо основных бойлеров бойлерной установки №2. Для этих целей установлены задвижки. При полном закрытии задвижек вся сетевая вода будет проходить через бойлера БУ-2. Давление в этом случае за ЦВД ТГ-7 будет уменьшаться.

3.1.3 Масляная система и регулирование

Управление парораспределительными органами турбины производится автоматически регулятором скорости. Система регулирования на турбине гидродинамического типа с всережимным регулятором скорости, предназначенного для поддержания постоянного числа оборотов турбогенератора с неравномерностью около 5%.

3.2 Тепловой расчет турбины Р-25-29/1,2

3.2.1 Расчет первой регулирующей ступени турбины

При разработке проектов турбомашин стремятся получить высокие значения КПД. Известно, что КПД турбины зависит от КПД ее ступеней.

Для расчета оптимальной работы турбины, цилиндра (работы с максимальным КПД) необходимо рассчитать регулирующую ступень, т.к. она определяет экономичность работы всей турбины в целом. Регулирующая ступень воспринимает на себя меняющиеся располагаемые теплоперепады, при изменении пропуска пара от нуля до максимума.

Регулирующая ступень конструктивна, размещена первой по ходу пара через проточную часть турбины.

										лист
										17
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

Параметры пара на входе в турбину по h-S диаграмме:

$$t_0 = 400^\circ \text{C};$$

$$P_0 = 2,9 \text{ МПа};$$

$$h_0 = f(P_0, t_0) = 3233,3 \text{ кДж/кг};$$

$$S_0 = 6,942 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

Давление пара перед соплами регулирующей ступени с учетом потерь в стопорном и регулирующем клапанах составляет (3.1):

$$P'_0 = P_0 \cdot (0,95 \div 0,97); \quad (3.1)$$

$$P'_0 = 2,9 \cdot 0,96 = 2,78 \text{ МПа}.$$

Энтропия пара на входе в ступень (3.2):

$$S'_0 = f(P'_0, h_0); \quad (3.2)$$

$$S'_0 = 6,964 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Располагаемый теплоперепад $H_0=200$ кДж/кг, тогда (3.3):

$$c_\phi = \sqrt{2 \cdot H_0} \quad (3.3)$$

$$c_\phi = \sqrt{2 \cdot 200 \cdot 10^3} = 632,5 \text{ м/с}$$

Принимаем реакцию в рабочей и поворотной решетках:

$$\rho_1=0,02; \quad \rho_n=0,03 \quad \rho'_1=0,05$$

Располагаемый теплоперепад в сопловой решетке (3.4):

$$H_{0c}=(1-\rho_1-\rho_n-\rho'_1) \cdot H_0 \quad (3.4)$$

$$H_{0c} (1-0,02-0,03-0,05) \cdot 200=180 \text{ кДж/кг}$$

Располагаемый теплоперепад в рабочих решетках (3.5):

$$H_{0p}=\rho_1 \cdot H_0 \quad (3.5)$$

$$H_{0p} = 0,02 \cdot 200 = 4 \text{ кДж/кг};$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист 18
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$H_{0п} = 0,03 \cdot 200 = 6 \text{ кДж/кг};$$

$$H'_{0p} = 0,05 \cdot 200 = 10 \text{ кДж/кг}.$$

Находим давление пара за решетками:

По h-s диаграмме давление пара за сопловой решеткой: $P_1 = 1,51 \text{ МПа}$;

За первой рабочей решеткой: $P_2 = 1,49 \text{ МПа}$;

За поворотной решеткой: $P'_1 = 1,46 \text{ МПа}$;

На выходе из регулирующей ступени: $P'_2 = 1,40 \text{ МПа}$.

Находим удельные объемы пара за решетками:

За сопловой решеткой: $v_{1t} = 0,175 \text{ м}^3/\text{кг}$;

За первой рабочей решеткой: $v_{2t} = 0,177 \text{ м}^3/\text{кг}$;

За поворотной решеткой: $v'_{1t} = 0,180 \text{ м}^3/\text{кг}$;

На выходе из регулирующей ступени: $v'_{2t} = 0,185 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Отношение давлений в сопловой решетке (3.6):

$$\varepsilon = \frac{P_1}{P_2} \quad (3.6)$$

$$\varepsilon = \frac{1,51}{2,78} = 0,543$$

Находим число Маха (3.7):

$$M_{1t} = \frac{c_{1t}}{a_1}; \quad (3.7)$$

$$\text{где } c_{1t} = \sqrt{2 \cdot H_{0c}} = \sqrt{2 \cdot 180000} = 600 \text{ м/с}$$

$$a_1 = \sqrt{\kappa \cdot P_1 \cdot V_{1t}} = \sqrt{1,3 \cdot 1,51 \cdot 10^6 \cdot 0,175} = 586,1 \text{ м/с}$$

$$M_{1t} = \frac{600}{586,1} = 1,024$$

т.к. $0,9 < M_{1t} < 1,15$ то выбираем сопловую решетку типа Б.

Выходную площадь сопловой решетки определяем по формуле (3.8):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист 19
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$F_1 = \frac{G_n \cdot V_{1t}}{\mu_1 \cdot C_{1t}} \quad (3.8)$$

$$F_1 = \frac{\frac{220 \cdot 1000}{3600} \cdot 0,175}{0,97 \cdot 600} = 0,0184 \text{ м}^2$$

принимая $\alpha_{13} = 13^\circ$ и решетку С-90-12-Б.

Находим высоту сопловой лопатки по формуле (3.9):

$$el_1 = \frac{F_1}{\pi \cdot d \cdot \sin \alpha_{13}} \quad (3.9)$$

$$el_1 = \frac{0,0185}{3,14 \cdot 1 \cdot \sin 13^\circ} = 0,026 \text{ м} = 2,6 \text{ см}$$

Оптимальная степень парциальности (3.10):

$$e_{opt} = 0,33 \cdot \sqrt{el_1} \quad (3.10)$$

$$e_{opt} = 0,33 \cdot \sqrt{2,6} = 0,532$$

Высота сопловой лопатки (3.11):

$$l_1 = \frac{el_1}{e_{opt}} \quad (3.11)$$

$$l_1 = \frac{2,6}{0,532} = 4,89 \text{ см} = 48,9 \text{ мм}$$

Принимаем хорду профиля $b_1 = 56,6$ мм, по аэродинамическим характеристикам, при толщине выходной кромки $\Delta_{кр} = 0,8$ мм относительный шаг $\bar{t}_1 = 0,58$

Число каналов сопловой решетки (3.12):

$$z_1 = \frac{\pi \cdot d \cdot e}{b_1 \bar{t}_1} \quad (3.12)$$

$$z_1 = \frac{3,14 \cdot 1 \cdot 0,532}{0,0566 \cdot 0,58} = 51$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						20
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Находим по графику коэффициент скорости сопловой решётки $\phi=0,965$.
 Определяем действительную скорость на выходе из сопловой решетки (3.13):

$$C_1 = \phi \cdot C_{1t}. \quad (3.13)$$

$$C_1 = 0,965 \cdot 600 = 579 \text{ м / с }.$$

Находим потери в сопловой решётке (3.14):

$$\Delta H_c = \frac{C_{1t}^2}{2000} \cdot (1 - \phi^2) \quad (3.14)$$

$$\Delta H_c = \frac{600^2}{2000} \cdot (1 - 0,965^2) = 12,38 \text{ кДж / кг }.$$

Определим относительные потери в сопловой решетке (3.15):

$$\xi_c = \frac{\Delta H_c}{H_0}. \quad (3.15)$$

$$\xi_c = \frac{12,38}{200} = 0,0619$$

Из выходного треугольника скорости

Окружная скорость на среднем диаметре определяется по формуле (3.16):

$$\omega_1 = \sqrt{c_1^2 + u^2 - 2 \cdot u \cdot c_1 \cdot \cos \alpha_1} = \sqrt{579^2 + 157^2 - 2 \cdot 579 \cdot 157 \cdot \cos 13^\circ} = 427,4 \text{ м/с} \quad (3.16)$$

где u – средний диаметр (3.17):

$$U = \pi d n \quad (3.17)$$

$$U = 3,14 \cdot 1 \cdot 50 = 157 \text{ м/с}$$

Синус угла β_1 определяется по формуле (3.18)

$$\sin \beta_1 = \frac{c_1 \cdot \sin \alpha_1}{\omega_1} \quad (3.18)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						21
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\sin \beta_1 = \frac{579 \cdot 0,2249}{427,4} = 0,304 \quad \beta_1 = 17,7^\circ$$

Теоретическая скорость выхода пара из первой рабочей решетки (3.19):

$$\omega_{2t} = \sqrt{2H_{0p} + \omega_1^2} \quad (3.19)$$

$$\omega_{2t} = \sqrt{2 \cdot 4000 + 427,4^2} = 436,6 \text{ м/с}$$

Определяем число Маха M_{2t} (3.20):

$$M_{2t} = \frac{\omega_{2t}}{\sqrt{k \cdot P_2 \cdot V_{2t}}} \quad (3.20)$$

$$M_{2t} = \frac{436,6}{\sqrt{1,357 \cdot 1,49 \cdot 10^6 \cdot 0,177}} = 0,73$$

Выходная площадь первой рабочей решетки определяем по формуле (3.8):

$$F_2 = \frac{\frac{220 \cdot 1000}{3600} \cdot 0,177}{0,945 \cdot 436,6} = 0,026 \text{ м}^2$$

Принимаем величину перекрыши $\Delta l = 3$ мм, и считая, что лопатка выполняется постоянной высоты, находим l_2 (3.21):

$$l_2 = l_1 + \Delta l \quad (3.21)$$

$$l_2 = 48,9 + 3 = 51,9 \text{ мм}$$

Синус угла $\beta_{2э}$ определяется по формуле (3.22):

$$\sin \beta_{2э} = \frac{F_2}{\pi \cdot d \cdot e \cdot l_2} \quad (3.22)$$

$$\sin \beta_{2э} = \frac{0,026}{3,14 \cdot 1 \cdot 0,532 \cdot 0,0519} = 0,299 \quad \beta_{2э} = 17,44^\circ$$

По $M_{2t} = 0,73$ и $\beta_{2э} = 17,44^\circ$ выбираем первую рабочую решетку с профилем Р-26-17А с размерами $b_2 = 25,7$ мм, $z_2 = 100$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						22
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Коэффициент скорости $\psi = 0,935$

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток (3.23):

$$\omega_2 = \psi \cdot \omega_{2t} \quad (3.23)$$

$$\omega_2 = 0,935 \cdot 436,6 = 408,2 \text{ м/с}$$

Абсолютная скорость на выходе из первых рабочих лопаток (3.24):

$$c_2 = \sqrt{\omega_2^2 + u^2 - 2\omega_2 u \cos \beta_2} \quad (3.24)$$

$$c_2 = \sqrt{408,2^2 + 157^2 - 2 \cdot 408,2 \cdot 157 \cdot \cos 17,44^\circ} = 262,7 \text{ м/с}$$

Угол направления скорости C_2 (3.25):

$$\sin \alpha_2 = \frac{\omega_2 \cdot \sin \beta_2}{c_2} \quad (3.25)$$

$$\sin \alpha_2 = \frac{408,2 \cdot 0,299}{262,7} = 0,46 \quad \alpha_2 = 27,03^\circ$$

Потери энергии в рабочей решетке (3.26):

$$\Delta H_p = \frac{(1 - \psi^2) \cdot \omega_{2t}^2}{2000} \quad (3.26)$$

$$\Delta H_p = \frac{(1 - 0,935^2) \cdot 436,6^2}{2000} = 11,98 \text{ кДж/кг}$$

Расчет поворотной решетки.

Теоретическая скорость выхода пара из поворотной решетки определим по формуле (см.3.19):

$$c'_{1t} = \sqrt{2 \cdot 6000 + 262,7^2} = 284,6 \text{ м/с}$$

Число Маха находится по формуле (см.3.20):

$$M'_{1t} = \frac{284,6}{\sqrt{1,357 \cdot 1,46 \cdot 10^6 \cdot 0,180}} = 0,477$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						23
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Выходная площадь определим по формуле (см.3.8):

$$F_1' = \frac{\frac{220 \cdot 1000}{3600} \cdot 0,180}{0,94 \cdot 284,6} = 0,0411 \text{ м}^2$$

Принимаем величину перекрыши $\Delta l_n = 3,5$ мм, и считая, что лопатка выполняется постоянной высоты, находим l_n по формуле (см.3.21):

$$l_n = 51,9 + 3,5 = 55,4 \text{ мм}$$

Тогда:

$$\sin \alpha_{1,9}' = \frac{0,0411}{3,14 \cdot 1 \cdot 0,532 \cdot 0,0554} = 0,444 \quad \alpha_{1,9}' = 26,36^\circ$$

Выбираем поворотную решетку с профилем Р-35-25А с хордой $b_n = 25,4$ мм, относительным шагом $\bar{t} = 0,6$; $z_n = 110$.

Потеря энергии в поворотной решетке определим по формуле (см.3.26):

$$\Delta H_n = \frac{(1 - 0,945^2) \cdot 284,6^2}{2000} = 4,33 \text{ кДж/кг}$$

Действительная скорость выхода пара из поворотной решетки (3.27):

$$c_1' = c_{1t}' \cdot \psi \quad (3.27)$$

$$c_1' = 284,6 \cdot 0,945 = 268,9 \text{ м/с}$$

Из входного треугольника скорости (рисунок 3.1) второго венца находим ω_1' (3.28), β_1' (3.29):

$$\omega_1' = \sqrt{(c_1')^2 + u^2 - 2 \cdot u \cdot c_1' \cdot \cos \alpha_1'} \quad (3.28)$$

$$\omega_1' = \sqrt{268,9^2 + 157^2 - 2 \cdot 268,9 \cdot 157 \cdot \cos 26,36^\circ} = 145,9 \text{ м/с}$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

Синус угла β'_1 (3.29):

$$\sin \beta'_1 = \frac{c'_1 \cdot \sin \alpha'_1}{\omega'_1} \quad (3.29)$$

$$\sin \beta'_1 = \frac{268,9 \cdot \sin 26,36^\circ}{145,9} = 0,818 \quad \beta'_1 = 54,9^\circ$$

Расчет рабочей решетки второго венца:

Теоретическая скорость выхода пара из первой рабочей решетки определим по формуле (см.3.19):

$$\omega_{2t} = \sqrt{2 \cdot 10000 + 145,9^2} = 203,2 \text{ м/с.}$$

Определяем число Маха M'_{2t} определим по формуле (см.3.20):

$$M'_{2t} = \frac{203,2}{\sqrt{1,357 \cdot 1,4 \cdot 10^6 \cdot 0,185}} = 0,343$$

Выходная площадь рабочей решетки определим по формуле (см.3.8):

$$F'_2 = \frac{220 \cdot 1000}{0,96 \cdot 203,2} \cdot 0,185 = 0,058 \text{ м}^2$$

Принимаем величину перекрыши $\Delta l'_2 = 3,5 \text{ мм}$, и считая, что лопатка выполняется постоянной высоты, находим l'_2 по формуле (см.3.21):

$$l'_2 = 55,4 + 3,5 = 58,9 \text{ мм}$$

Тогда синус $\beta'_{2\vartheta}$ (3.30):

$$\sin \beta'_{2\vartheta} = \frac{F'_2}{\pi \cdot d \cdot e \cdot l'_2} \quad (3.30)$$

$$\sin \beta'_{2\vartheta} = \frac{0,058}{3,14 \cdot 1 \cdot 0,532 \cdot 0,0589} = 0,589 \quad \beta'_{2\vartheta} = 36,1^\circ$$

Выбираем рабочую решетку с профилем Р-60-38А с размерами $b_2 = 26,1 \text{ мм}$, $t_2 = 0,46$.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

Потери энергии при обтекании 2 рабочей решетки определим по формуле (см.3.26):

$$\Delta H'_p = \frac{203,2^2}{2000} \cdot (1 - 0,956^2) = 1,78 \text{ кДж/кг}$$

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток находится по формуле (см.3.23):

$$w'_2 = 0,956 \cdot 203,2 = 194,3 \text{ м/с}$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток находится по формуле (см.3.24) а угол $\sin \alpha'_2$ по формуле (см.3.25):

$$c'_2 = \sqrt{194,3^2 + 157^2 - 2 \cdot 157 \cdot 194,3 \cdot \cos 36,1^\circ} = 114,4 \text{ м/с}$$

$$\sin \alpha'_2 = \frac{194,3 \cdot 0,589}{114,4} = 1$$

$$\alpha'_2 = 90^\circ$$

Потери энергии с выходной скоростью находится по формуле (3.31):

$$\Delta H_{в.с} = \frac{(c'_2)^2}{2000} \quad (3.31)$$

$$\Delta H_{в.с} = \frac{114,4^2}{2000} = 6,54 \text{ кДж/кг}$$

Относительный лопаточный КПД (3.32):

$$\eta_{0,л}^* = \frac{H_0 - \Delta H_c - \Delta H_p - \Delta H_n - \Delta H'_p - \Delta H_{в.с}}{H_0} \quad (3.32)$$

$$\eta_{0,л}^* = \frac{200 - 12,38 - 11,98 - 4,33 - 1,78 - 6,54}{200} = 0,815$$

Потери на трение диска (3.33):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						26
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\xi_{mp} = k_{mp} \cdot \frac{d^2}{F_1} \cdot \left(\frac{u}{c_\phi} \right)^3 \quad (3.33)$$

$$\xi_{mp} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1^2}{0,0184} \cdot 0,248^3 = 0,0016$$

Потери от парциального подвода пара (3.34):

$$\xi_{нар} = \xi_\epsilon + \xi_{сегм}$$

$$\xi_\epsilon = \frac{k_b}{\sin \alpha_{13}} \cdot \frac{1 - e - 0,5 \cdot e_{кожс}}{e} \cdot \left(\frac{u}{c_\phi} \right)^3 \quad (3.34)$$

$$\xi_\epsilon = \frac{0,065}{\sin 13^\circ} \cdot \left(\frac{1 - 0,532 - 0,5 \cdot 0,6}{0,532} \right) \cdot 0,248^3 = 0,0014$$

$$\xi_{сегм.} = 0,25 \cdot \frac{B_2 \cdot l_2 + 0,6 \cdot B_2' \cdot l_2'}{F_1} \cdot \frac{u}{c_\phi} \cdot \eta_{0л} \cdot i$$

$$\xi_{сегм.} = 0,25 \cdot \frac{(0,0566 \cdot 0,0489 + 0,6 \cdot 0,0257 \cdot 0,0519) \cdot 0,248 \cdot 0,815 \cdot 4}{0,0184} = 0,039$$

$$\xi_{нар} = 0,0014 + 0,039 = 0,04$$

Относительный внутренний КПД ступени (3.35):

$$\eta_{0i} = \eta_{0л} - \xi_{тр} - \xi_{нар} \quad (3.35)$$

$$\eta_{0i} = 0,815 - 0,0016 - 0,04 = 0,773$$

Используемый теплоперепад (3.36):

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{0i} \quad (3.36)$$

$$H_i = 200 \cdot 0,773 = 154,7 \text{ кДж/кг}$$

Внутренняя мощность ступени (3.37):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						27
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$N_i = G \cdot H_i \quad (3.37)$$

$$N_i = 61,1 \cdot 154,7 = 9\,454 \text{ кВт.}$$

На рисунке 3.1 изображен треугольник скоростей регулирующей ступени.

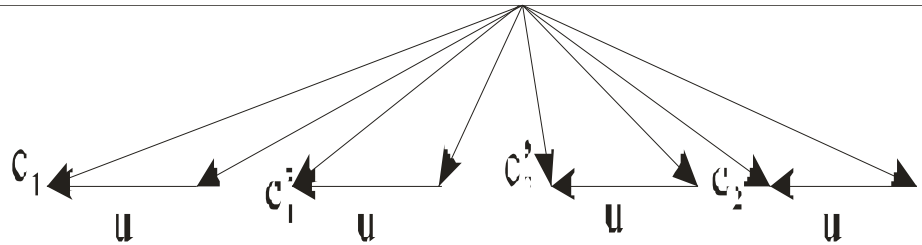


Рисунок 3.1 – Треугольник скоростей регулирующей ступени

На рисунке 3.2 построен процесс расширения пара в h-s диаграмме.

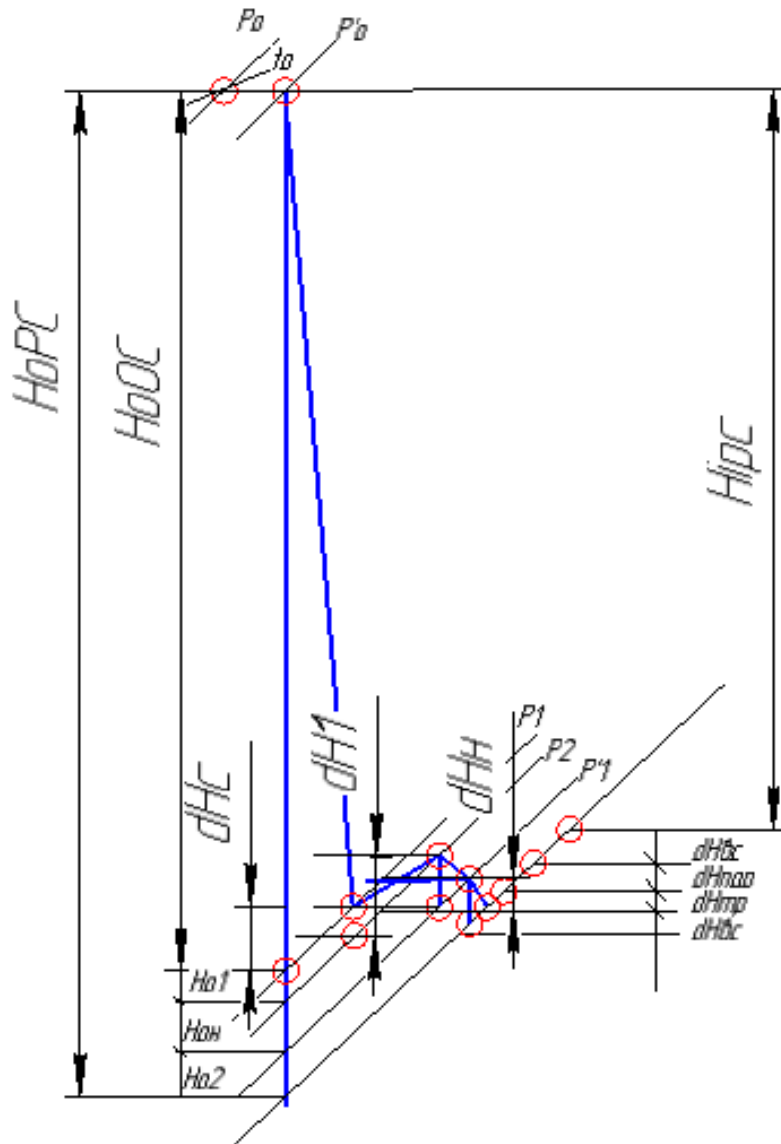


Рисунок 3.2 – Процесс расширения пара в регулирующей ступени

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

лист

28

3.2.2 Распределение теплоперепада по ступеням давления. Определение числа нерегулируемых ступеней

Параметры после регулирующей ступени(3.38):

$$h_2 = h_0 - H_0^{pc} \cdot \eta_{oi}, \quad (3.38)$$

$$h_2 = 3233,3 - 200 \cdot 0,773 = 3078,7 \text{ кДж/кг};$$

$$S_2 = 7,026 \text{ кДж/кг} \cdot K;$$

$$P_2 = 1,4 \text{ МПа.}$$

Предварительный расчет первой нерегулируемой ступени

В первой ступени, следующей за регулирующей, всегда стремятся осуществить полный подвод пара при допустимой высоте сопел. На основе уравнения неразрывности для выходного сечения сопловой решетки оценивается средний диаметр первой ступени(3.39):

$$d_1 = \frac{1}{\pi} \sqrt{\frac{G_0 \cdot v_{1t} \cdot X_\phi}{\mu_1 \cdot e \cdot l_1 \cdot n \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sqrt{1 - \rho}}}, \text{мм}; \quad (3.39)$$

где $G_0 = 61,11 \text{ кг/с}$ – расход пара через первую нерегулируемую ступень;

$v_{1t} = 0,1936 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара в $\text{м}^3/\text{кг}$ оценивается в конце теоретического процесса расширения в соплах по $H-S$ диаграмме; для этой цели откладывают ориентировочный теплоперепад 30-45 кДж/кг от точки, характеризующей состояние пара на выходе из регулирующей ступени;

$X_\phi = 0,5$ – отношение скоростей (принимается), для промежуточных ступеней $X_\phi = 0,5 \div 0,52$ при высоте сопел $l_1 > 25 \text{ мм}$;

$\mu_1 = 0,95$ – коэффициент расхода сопловых лопаток (принимаем);

$e = 1$ – степень парциальности подвода пара в нерегулируемые ступени;

$l_1 = 19 \text{ мм}$ – высота сопловых лопаток (принимаем);

$n = 50 \text{ с}^{-1}$ – частота вращения (задано);

$\alpha_1 = 14^\circ$ – угол выхода пара из сопловой решетки для турбин большой мощности угол $\alpha_1 = 13 \div 16^\circ$;

$\rho = 0,15$ – степень реактивности на среднем диаметре ступени принимается $\rho = 0,1 \div 0,2$;

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						29
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$d_1 = \frac{1}{3,14} \sqrt{\frac{61,11 \cdot 0,1936 \cdot 0,5}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,019 \cdot 50 \cdot \sin 14 \cdot \sqrt{1 - 0,15}}} = 0,73 \text{ м.}$$

Предварительный расчет последней ступени давления

Средний диаметр последней ступени (3.40):

$$d_z = \sqrt{\frac{G_k \cdot v_{lt}^z \cdot \theta}{\pi \cdot \sqrt{2000 \cdot H_{BC} \cdot \sin \alpha_2}}}; \quad (3.40)$$

$$d_z = \sqrt{\frac{29,17 \cdot 1,15 \cdot 3,5}{\pi \cdot \sqrt{2000 \cdot 20 \cdot 1}}} = 1,075 \text{ м}$$

где $v_{lt}^z = 1,15 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара за последней ступенью, $\text{м}^3/\text{кг}$, берется из предварительного построения процесса турбины в $H - S$ диаграмме;

$\theta = 3,5$ – отношение диаметра последней ступени к высоте лопатки последней ступени, в предварительных расчетах принимается 4 – 7 для турбин малой мощности и 2,7 – 4 для турбин большой мощности

$H_{BC} = 20 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – потери с выходной скоростью [34];

$G_k = 29,17 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – расход пара за последней ступенью;

$\alpha_2 = 90^\circ$ – угол выхода пара из последней ступенью рекомендуется принимать 90° ;

Высота лопатки последней ступени (3.41):

$$l_{2z} = \frac{d_z}{\theta} \quad (3.41)$$

$$l_{2z} = \frac{1075}{3,5} = 307 \text{ мм.}$$

Построение диаграммы

Зная средние диаметры первой и последней ступеней давления, строят диаграмму для определения числа ступеней и разбивки теплоперепада по ним (рис. 3.3).

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						30
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

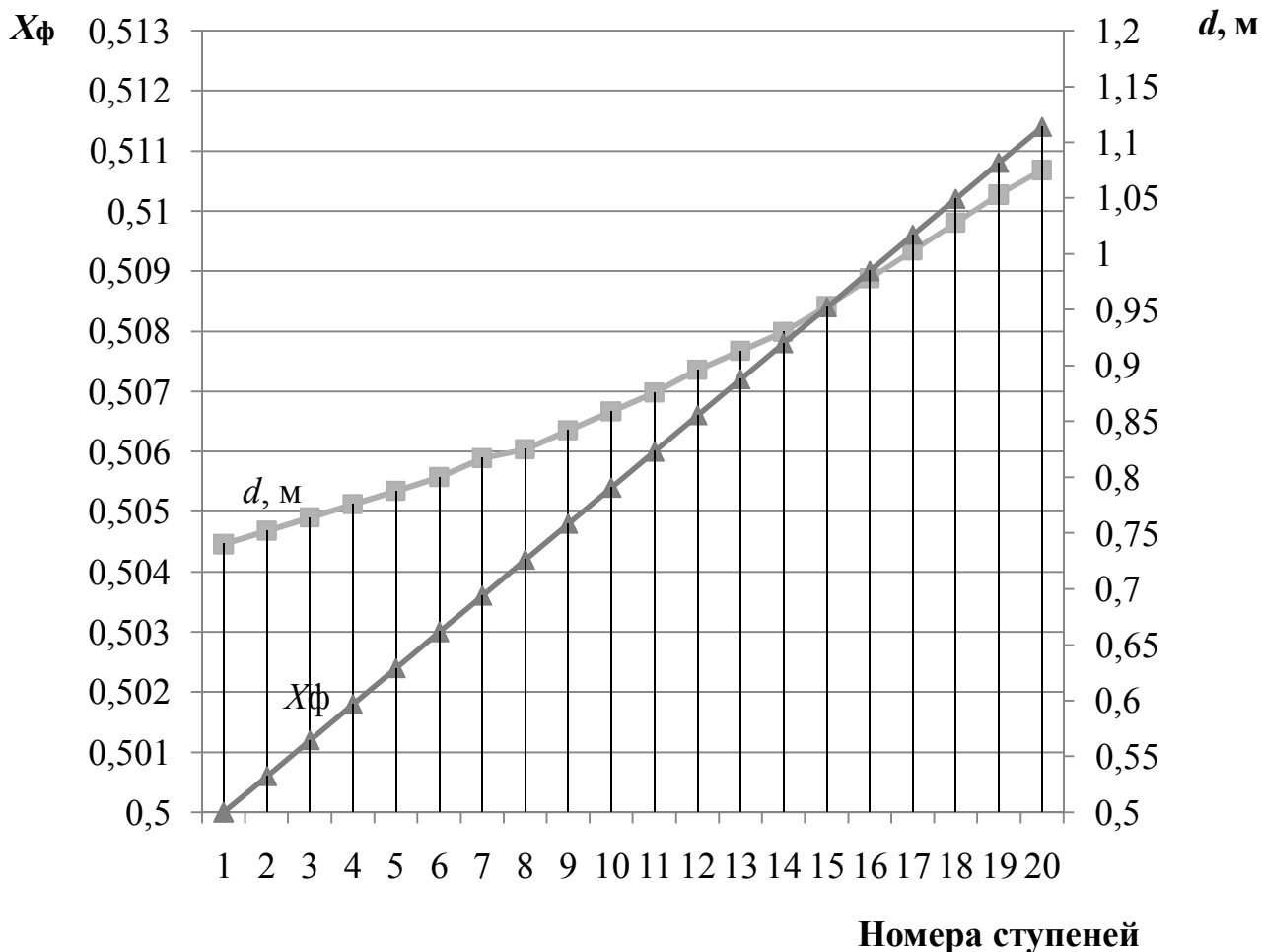


Рисунок 3.3 – Диаграмма разбивки диаметров по ступеням

По значениям средних диаметров (d_z) и отношению скоростей (X_ϕ) можно определить располагаемый теплоперепад ступени(3.42):

$$\bar{H}_{0i} = 12,3 \left(\frac{d_z}{X_\phi} \right)^2, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad (3.42)$$

Сведем в таблицу 3.1 расчет диаметров и теплоперепадов ступеней.

Таблица 3.1 – Расчет диаметров и теплоперепадов ступеней

Номер ступени	$d, \text{ м}$	X_ϕ	$\bar{H}_{0i} = 12,3 \left(\frac{d_z}{X_\phi} \right)^2$	$H_{0i} = (0,92 \div 0,96) \times \bar{H}_{0i}$
1	2	3	4	5
1	0,74	0,5	26,94	25,33
2	0,752	0,5006	27,76	26,09
3	0,764	0,5012	28,58	26,87

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	6
4	0,776	0,5018	29,41	27,65
5	0,788	0,5024	30,26	28,44
6	0,8	0,503	31,11	29,25
7	0,817	0,5036	32,37	30,43
8	0,825	0,5042	32,93	30,96
9	0,842	0,5048	34,22	32,17
10	0,859	0,5054	35,53	33,40
11	0,876	0,506	36,86	34,65
12	0,896	0,5066	38,48	36,17
13	0,913	0,5072	39,86	37,46
14	0,93	0,5078	41,26	38,78
15	0,953	0,5084	43,22	40,63
16	0,978	0,509	45,41	42,68
17	1,003	0,5096	47,65	44,79
18	1,028	0,5102	49,94	46,94
19	1,053	0,5108	52,27	49,13
20	1,075	0,5114	54,35	51,09
			758,41	712,90

Далее определяется средний теплоперепад с учетом 0 точки(3.43):

$$(H_0)_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{z+1} H_{0i}}{Z+1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad (3.43)$$

$$(H_0)_{cp} = \frac{712,90}{20} = 35,65 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Число ступеней давления находим по формуле (3.44):

$$Z = \frac{H_{0H} \times (1+q)}{(H_0)_{cp}}, \text{шт}; \quad (3.44)$$

где $H_{0H} = 670$ располагаемый теплоперепад нерегулируемых ступеней давления, определяемый по состоянию пара в камере за регулирующей ступенью и давлением за последней ступенью турбины (цилиндра), из предварительного построения процесса турбины в $H - S$ диаграмме;

q – коэффициент возврата тепла принимается для практических расчетов по формуле(3.45):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

$$q = k_t \cdot (1 - \eta_{oi}) \cdot H_{0H} \cdot \frac{Z - 1}{Z}; \quad (3.45)$$

где $k_t = 4,8 \cdot 10^{-4}$ – для ступеней, работающих в области перегретого пара;

$$q = (4,8 \cdot 10^{-4}) \cdot (1 - 0,773) \cdot 670 \cdot \frac{20 - 1}{20} = 0,07;$$

$$Z = \frac{670 \cdot (1 + 0,07)}{35,65} = 20,1 = 20 \text{ шт.}$$

Для уточнения значений теплоперепадов $\sum_i^z H'_0$ сравнивается с произведением $H_{0H}(1+q)$. Расчет теплоперепадов представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Определение теплоперепада ступеней

Номер ступени	Диаметр ступени	Предварительный теплоперепад	Окончательный теплоперепад
1	0,74	25,33	25,47
2	0,752	26,09	26,24
3	0,764	26,87	27,02
4	0,776	27,65	27,80
5	0,788	28,44	28,60
6	0,8	29,25	29,41
7	0,817	30,43	30,60
8	0,825	30,96	31,13
9	0,842	32,17	32,35
10	0,859	33,40	33,59
11	0,876	34,65	34,85
12	0,896	36,17	36,37
13	0,913	37,46	37,67
14	0,93	38,78	39,00
15	0,953	40,63	40,85
16	0,978	42,68	42,92
17	1,003	44,79	45,04
18	1,028	46,94	47,20
19	1,053	49,13	49,41
20	1,075	51,09	51,38
Сумма теплоперепадов:		712,90	716,9

3.2.3 Тепловой расчёт промежуточной ступени

Окружная скорость вращения диска на среднем диаметре(3.46):

$$U = \pi \cdot d_1 \cdot n \quad (3.46)$$

$$U = 3,14 \cdot 0,74 \cdot 50 = 116,24 \text{ м/с} .$$

Теоретическая энтальпия пара за ступенью(3.47):

$$h_{1t} = h_2^{pc} - H_{01}, \text{кДж/кг} ; \quad (3.47)$$

где $h_2^{pc} = 3078,7 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара после регулирующей ступени;

$$h_{1t} = 3078,7 - 25,47 = 3053,2 \text{ кДж/кг} .$$

Отношение скоростей U/C_{ϕ} (3.48):

$$X_{\phi 1} = \frac{U}{\sqrt{2000 \cdot H_{01}}} . \quad (3.48)$$

$$X_{\phi 1} = \frac{116,24}{\sqrt{2000 \cdot 25,47}} = 0,515 .$$

Теоретический теплоперепад в сопловой решетке(3.49):

$$H_{01c} = (1 - \rho) \cdot H_{01} \quad (3.49)$$

$$H_{01c} = (1 - 0,11) \cdot 25,47 = 22,67 \text{ кДж/кг} .$$

Теоретический теплоперепад в рабочей решетке(3.50):

$$H_{01p} = \rho \cdot H_{01} \quad (3.50)$$

$$H_{01p} = 0,11 \cdot 25,47 = 2,8 \text{ кДж/кг} .$$

Давление за сопловой решеткой:

$P_{01c} = 1,29 \text{ МПа}$ – находим по параметрам ($h_2^{pc} - H_{01c} = h_{01c}$) и S_2 .

Удельный объём за сопловой решеткой:

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						34
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$v_{1tc} = 0,209 \text{ м}^3/\text{кг}$ – находим по параметрам $(h_2^{pc} - H_{01c} = h_{01c})$ и P_{01c} .

Давление за рабочей решёткой:

$P_{01p} = 1,39 \text{ МПа}$ – находим по параметрам $(h_2^{pc} - H_{01} = h_{01p})$ и S_2 .

Удельный объём за рабочей решеткой:

$v_{2tp} = 0,195 \text{ м}^3/\text{кг}$ – находим по параметрам $(h_2^{pc} - H_{01} = h_{01p})$ и P_{01p} .

Степень падения давления на ступень определим по формуле (3.6):

$$\varepsilon = \frac{P_{01c}}{P_2} \quad (3.6)$$

$$\varepsilon = \frac{1,29}{2,78}$$

Теоретическая абсолютная скорость выхода пара из сопловой решетки(3.51):

$$C_{1tc} = 44,72 \cdot \sqrt{H_{01c}} \quad (3.51)$$

$$C_{1tc} = 44,72 \cdot \sqrt{22,67} = 212,9 \text{ м/с}.$$

Число M_{1t} по скорости C_{1tc} (3.52):

$$M_{1t} = \frac{C_{1tc}}{a_1}; \quad (3.52)$$

где a_1 – скорость звука на выходе из сопел при изоэнтропийном истечении пара при давлении P_{0c} , Мпа и удельном объеме v_{1t} , $\text{м}^3/\text{кг}$ определяется по уравнению(3.53):

$$a_1 = \sqrt{K \cdot P_{01c} \cdot v_{1tc}}; \quad (3.53)$$

где K – показатель адиабаты для перегретого пара $K = 1,3$;

$$a_1 = \sqrt{1,3 \cdot 1,29 \cdot 0,209} = 592 \text{ м/с};$$

$$M_{1t} = \frac{212,9}{592} = 0,36 < 1 \text{ – то режим докритический (дозвуковой).}$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						35
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Выходная площадь сопловой решётки предварительная(3.54):

$$F'_1 = \frac{G_0 \cdot v_{1tc}}{\mu'_1 \cdot C_{1tc}}, \text{ м}^2; \quad (3.54)$$

где $\mu_1 = 0,98$ – коэффициент расхода (принимается по [34]);

$$F'_1 = \frac{61,11 \cdot 0,209}{0,98 \cdot 212,9} = 0,061 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток предварительная(3.55), мм:

$$l'_1 = \frac{F'_1}{\pi \cdot d_1 \cdot \sin \alpha_1} \quad (3.55)$$

$$l'_1 = \frac{0,018}{3,14 \cdot 0,95 \cdot \sin 14^\circ} = 26 \text{ мм}.$$

Профиль сопловой решетки выбираем по выходному углу α_1 в зависимости от числа M_{1r} (А – докритический), по данным таблицы для выбранного профиля определяется:

С – 90 – 15А

Хорда профиля СР: $b_1 = 51,5$ мм;

Установочный угол СР: $\alpha_{уст} = 37^\circ$;

Относительный шаг СР: $\bar{t}_1 = 0,8$.

Относительная высота сопловых лопаток: $\frac{b_1}{l'_1} = \frac{51,5}{26} = 1,98$.

Выходная площадь сопловой решётки, м^2 (3.56):

$$F_1 = \frac{G_0 \cdot v_{1tc}}{\mu_1 \cdot C_{1tc}}, \text{ м}^2; \quad (3.56)$$

где $\mu_1 = 0,97$ – коэффициент расхода (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота $\Delta\beta$),

$$F_1 = \frac{61,11 \cdot 0,209}{0,97 \cdot 212,9} = 0,0618 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток, мм(3.57):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						36
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$l_1 = \frac{F_1}{\pi \cdot d_1 \cdot \sin \alpha_1} \quad (3.57)$$

$$l_1 = \frac{0,0618}{3,14 \cdot 0,95 \cdot \sin 14^\circ} = 28 \text{ мм.}$$

Коэффициент скорости сопловой решетки:

$\phi = 0,97$ – коэффициент скорости (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота $\Delta\beta$). [34]

Скорость выхода пара из сопловых лопаток, м/с (3.58):

$$C_1 = \phi \cdot C_{1tc} \quad (3.58)$$

$$C_1 = 0,97 \cdot 212,9 = 206,5 \text{ м/с.}$$

Относительная скорость пара на входе в рабочую решетку, м/с (3.59):

$$w_1 = \sqrt{C_1^2 + U^2 - 2 \cdot U \cdot C_1 \cdot \cos \alpha_1}, \text{ м/с}; \quad (3.59)$$

$$w_1 = \sqrt{206,5^2 + 116,24^2 - 2 \cdot 206,5 \cdot 116,24 \cdot \cos 14^\circ} = 97,8 \text{ м/с.}$$

Угол направления, β_1 , град, относительной скорости w_1 (3.60):

$$\beta_1 = \text{arctg} \cdot \frac{\sin \alpha_1}{\cos \alpha_1 - \frac{U}{C_1}} \quad (3.60)$$

$$\beta_1 = \text{arctg} \cdot \frac{\sin 14^\circ}{\cos 14^\circ - \frac{116,24}{206,5}} = 30,7^\circ.$$

Теоретическая скорость выхода из рабочей решетки, м/с (3.61):

$$w_{2t} = \sqrt{2 \cdot H_{01p} + w_1^2} \quad (3.61)$$

$$w_{2t} = \sqrt{2000 \cdot 2,8 + 97,8^2} = 123,1 \text{ м/с.}$$

Высота рабочих лопаток, мм (3.62):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						37
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$l_2 = l_1 + \Delta, \text{мм}; \quad (3.62)$$

где $\Delta = 2$ мм – величина перекрыши (принимаем),

$$l_2 = 28 + 2 = 30 \text{ мм.}$$

Хорда профиля рабочих лопаток, мм:

$$b_2 = 25,6 \text{ мм} - (\text{принимаем}).$$

Коэффициент расхода рабочей решетки:

$$\mu_2 = 0,96 - \text{зависит от относительной высоты лопатки } b/l \text{ и угла поворота } \Delta\beta$$

Выходная площадь рабочей решетки, м^2 (3.63):

$$F_2 = \frac{G_0 \cdot v_{2tp}}{\mu_2 \cdot w_{2t}} \quad (3.63)$$

$$F_2 = \frac{61,11 \cdot 0,195}{0,98 \cdot 123,1} = 0,099 \text{ м}^2.$$

Угол направления β_2 , град, скорости w_2 (3.64):

$$\beta_2 = \arcsin \cdot \frac{F_2}{\pi \cdot d_1 \cdot l_2} \quad (3.64)$$

$$\beta_2 = \arcsin \cdot \frac{0,099}{3,14 \cdot 0,74 \cdot 0,03} = 26,9^\circ.$$

Коэффициент скорости рабочей решетки:

$$\psi = 0,95 - \text{зависит от относительной высоты лопатки } b/l \text{ и угла поворота } \Delta\beta$$

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с (3.65):

$$w_2 = \psi \cdot w_{2t} \quad (3.65)$$

$$w_2 = 0,95 \cdot 123,1 = 116,9 \text{ м/с}.$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с (3.66):

$$C_2 = \sqrt{w_2^2 + U^2 - 2 \cdot w_2 \cdot U \cdot \cos \beta_2}, \text{ м/с}; \quad (3.66)$$

$$C_2 = \sqrt{116,9^2 + 116,24^2 - 2 \cdot 116,24 \cdot 116,9 \cdot \cos 26,9^\circ} = 54,2 \text{ м/с}.$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Угол направления α_2 , град, скорости C_2 (3.67):

$$\alpha_2 = \operatorname{arctg} \cdot \frac{\sin \beta_2}{\cos \beta_2 - \frac{U}{w_2}} \quad (3.67)$$

$$\alpha_2 = \operatorname{arctg} \cdot \frac{\sin 26,9^\circ}{\cos 26,9^\circ - \frac{116,24}{116,9}} = 89,3^\circ$$

Число M_{2tp} по скорости w_{2t} (3.68):

$$M_{2tp} = \frac{w_{2t}}{a_2}; \quad (3.68)$$

где a_2 – скорость звука на выходе из рабочей решётки при изоэнтропийном истечении пара при давлении P_{01p} , МПа и удельном объеме v_{1tp} , м³/кг определяется по уравнению(3.69):

$$a_1 = \sqrt{K \cdot P_{01p} \cdot v_{1tp}}; \quad (3.69)$$

где K – показатель адиабаты для перегретого пара $K = 1,3$;

$$a_1 = \sqrt{1,3 \cdot 1,39 \cdot 0,195} = 594 \text{ м/с};$$

$$M_{2tp} = \frac{123,1}{594} = 0,207 < 1 - \text{то режим докритический (дозвуковой)}.$$

Профиль сопловой решетки выбираем по выходному углу α_1 в зависимости от числа M_{1t} (А – докритический), по данным таблицы для выбранного профиля определяется:

Р – 23 – 14А

Хорда профиля РР: $b_1 = 25,9$ мм;

Установочный угол РР: $\alpha_{уст} = 75^\circ$;

Относительный шаг РР: $\bar{t}_1 = 0,8$.

Потери в сопловой решетке, кДж/кг (3.70):

$$\Delta H_c = (1 - \phi^2) \cdot \frac{C_{1tc}^2}{2000} \quad (3.70)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

$$\Delta H_c = (1 - 0,97^2) \cdot \frac{212,9^2}{2000} = 1,34 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери в рабочей решетке, кДж/кг (3.71):

$$\Delta H_p = (1 - \psi^2) \cdot \frac{W_{2t}^2}{2000} \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (3.71)$$

$$\Delta H_p = (1 - 0,95^2) \cdot \frac{123,1^2}{2000} = 0,739 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энергия выходной скорости, кДж/кг (3.72):

$$\Delta H_{вс} = \frac{C_2^2}{2000} \quad (3.72)$$

$$\Delta H_{вс} = \frac{54,2^2}{2000} = 1,47 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемая энергия ступени, кДж/кг (3.73):

$$E_{01} = H_{01} - \Delta H_{вс} \cdot \chi_{вс}, \text{ кДж/кг}; \quad (3.73)$$

где $\chi_{вс} = 0,92$ – коэффициент использования выходной скорости, (принимаем)

$$E_{01} = 25,47 - 1,47 \cdot 0,92 = 24,12 \text{ кДж/кг}.$$

Коэффициент полезного действия на лопатках:

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через проекции скоростей(3.74):

$$\eta_{o.l}^1 = \frac{U \cdot (C_1 \cdot \cos \alpha_1 + C_2 \cdot \cos \alpha_2)}{E_{01}}; \quad (3.74)$$

$$\eta_{o.l}^1 = \frac{116,24 \cdot (206,5 \cdot \cos 14^\circ + 54,2 \cdot \cos 89,3^\circ)}{1000 \cdot 24,12} = 0,909$$

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через поте-ри(3.75):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\eta_{o.l}^2 = \frac{H_{01} - \Delta H_c - \Delta H_p - \Delta H_{вс}}{E_{01}}; \quad (3.75)$$

$$\eta_{o.l}^2 = \frac{25,47 - 1,34 - 0,739 - 1,47}{24,12} = 0,909.$$

Разница между этими К.П.Д. не должна превышать 2%.

Для дальнейших расчетов принимаем лопаточное к.п.д.: $\eta_{o.l} = 0,909$.

Относительные потери от утечек через диафрагменное уплотнение (3.76):

$$\xi_y^{\partial} = \frac{k_y \cdot \mu_y \cdot F_y}{\mu_1 \cdot F_1 \cdot \sqrt{z_y}} \cdot \eta_{o.l}; \quad (3.76)$$

где k_y – поправочный коэффициент, для ступенчатого уплотнения $k_y = 1$;

$\mu_y = 0,75$ – коэффициент расхода уплотнения принимается в зависимости от формы гребней;

F_y – площадь зазора в уплотнении (3.77):

$$F_y = \pi \cdot d_y \cdot \delta_y, \text{ м}^2; \quad (3.77)$$

где $d_y = 0,6$ м – диаметр уплотнения, принимаем по аналогии с типовыми конструкциями;

$\delta_y = 0,3$ мм – в части высокого давления в уплотнениях пружинящего типа, принимается $0,2 \div 0,4$ мм, в жестких $0,3 \div 0,5$;

$$F_y = 3,14 \cdot 0,6 \cdot 0,0003 = 0,0005652 \text{ м}^2;$$

$\mu_1 = 0,97$ – коэффициент расхода сопел;

$z_y = 10$ шт. – число гребней в диафрагменном уплотнении принимается $5 \div 20$ шт;

$$\xi_y^{\partial} = \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 0,0005652}{0,97 \cdot 0,0618 \cdot \sqrt{10}} \cdot 0,909 = 0,002.$$

Относительные потери от утечек через бандажные уплотнения (3.78):

$$\xi_y^{\delta} = \frac{\pi \cdot d_n \cdot \delta_a}{F_1} \cdot \sqrt{\rho + 1,8 \cdot \frac{l_2}{d_1}} \cdot \eta_{o.l}; \quad (3.78)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						41
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где d_n определяется по формуле (3.79):

$$d_n = d_1 + 2 \cdot l_2 \quad (3.79)$$

$$d_n = 0,74 + 2 \cdot 0,03 = 0,8$$

где d_n – диаметр по периферии рабочих лопаток;

δ_3 – эквивалентный зазор для рабочих лопаток с бандажом равен(3.80):

$$\delta_3 = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{(\mu_a \cdot \delta_a)^2} + \frac{z}{(\mu_r \cdot \delta_r)^2}}}, \quad (3.80)$$

где $\mu_a = 0,5$ – коэффициент расхода для осевых зазоров (принимается);

$\delta_a = 4$ мм – величина осевого зазора (принимается);

$\delta_r = 1$ мм – величина радиального зазора (принимается);

$\mu_r = 0,8$ мм – коэффициент расхода радиального зазора (принимается);

$z = 5$ шт. – число гребней в над бандажном уплотнении (принимается);

$$\delta_3 = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{(0,5 \cdot 4)^2} + \frac{5}{(0,8 \cdot 1)^2}}} = 0,35 \text{ мм};$$

$$\xi_y^{\delta} = \frac{3,14 \cdot 0,8 \cdot 0,00035}{0,0618} \cdot \sqrt{0,1 + 1,8 \cdot \frac{0,03}{0,74}} \cdot 0,909 = 0,005.$$

Абсолютные потери от утечек через уплотнения ступени(3.81):

$$\Delta H_y = (\xi_y^{\delta} + \xi_y^{\sigma}) \cdot E_{01} \quad (3.81)$$

$$\Delta H_y = (0,002 + 0,005) \cdot 24,12 = 0,169 \text{ кДж/кг};$$

Относительные потери трения(3.82):

$$\xi_m = \frac{k_{mp} \cdot d_1^2}{F_1} \cdot \left(\frac{U}{C_{\phi}} \right)^3, \quad (3.82)$$

где $k_{mp} = 0,6 \cdot 10^{-3}$ – экспериментальная зависимость (принимается)

$$k_{mp} = (0,45 \div 0,8) \cdot 10^{-3} \text{ [34]}$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

$C_\phi = \sqrt{2 \cdot H_{01}}$ – адиабатная скорость пара;

$$C_\phi = \sqrt{2000 \cdot 25,47} = 225,7 \text{ м/с};$$

$$\xi_m = \frac{(0,6 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,74^2}{0,0618} \cdot \left(\frac{116,24}{225,7} \right)^3 = 0,0007.$$

Абсолютные потери на трение, кДж/кг (3.83):

$$\Delta H_{mp} = \xi_m \cdot E_{01} \quad (3.83)$$

$$\Delta H_{mp} = 0,0007 \cdot 24,12 = 0,018 \text{ кДж/кг}.$$

Использованный теплоперепад ступени(3.84):

$$H_i = E_{01} - \Delta H_c - \Delta H_p - \Delta H_y - \Delta H_{mp}, \text{ кДж/кг}; \quad (3.84)$$

$$H_i = 24,12 - 1,34 - 0,739 - 0,169 - 0,018 = 21,85 \text{ кДж/кг}.$$

Внутренний относительный К.П.Д. ступени(3.85):

$$\eta_{oi} = \frac{H_i}{E_{01}} \quad (3.85)$$

$$\eta_{oi} = \frac{21,85}{24,12} \cdot 100 = 90,6 \text{ \%}.$$

Внутренняя мощность ступени, кВт(3.86):

$$N_i = G_0 \cdot H_i \quad (3.86)$$

$$N_i = 61,11 \cdot 21,85 = 1335,3 \text{ кВт}$$

3.2.4 Тепловой расчёт последней нерегулируемой ступени

Окружная скорость на среднем диаметре определяется по формуле (3.46):

$$U = 3,14 \cdot 1,075 \cdot 50 = 168,9 \text{ м/с}.$$

Располагаемая энергия ступени(3.84):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						43
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$E_{20} = H_{20} + \Delta H_{вс} \cdot \chi_{вс}, \text{кДж/кг}; \quad (3.84)$$

где $\chi_{вс} = 0,92$ – коэффициент использования выходной скорости, (принимаем);
 $\Delta H_{вс} = 1,793 \text{ кДж/кг}$ – энергия выходной скорости 19-ой ступени (принимаем из расчёта 1 ой ступени);

$$E_{20} = 51,38 + 1,793 \cdot 0,92 = 53,03 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия пара перед ступенью определяется по формуле (3.47):

$$h_{20} = 2583,8 + 53,03 = 2530,8 \text{ кДж/кг}.$$

Отношение скоростей U/C_ϕ определяется по формуле (3.48):

$$X_\phi = \frac{168,9}{\sqrt{2000 \cdot 53,03}} = 0,519;$$

Степень реактивности: $\rho_\kappa = 0,2$ – степень реактивности (принимаем).

Изоэнтروпный теплоперепад в сопловой решетке, кДж/кг определяется по формуле (3.49):

$$H_{20c} = (1 - 0,2) \cdot 53,03 = 42,42 \text{ кДж/кг}.$$

Изоэнтропный теплоперепад в рабочей решётки, кДж/кг определяется по формуле (3.50):

$$H_{20p} = \rho_\kappa \cdot E_{20} = 0,2 \cdot 53,03 = 10,61 \text{ кДж/кг}.$$

Давление за сопловой решеткой, МПа: $P_{20c} = 0,16 \text{ МПа}$ – нашли из построения процесса турбины в $H - S$ диаграмме.

Удельный объём за сопловой решёткой (теоретический), $\text{м}^3/\text{кг}$: $v_{20tc} = 9 \text{ м}^3/\text{кг}$ – нашли из построения процесса турбины в $H - S$ диаграмме.

Удельный объём за рабочей решёткой (теоретический), $\text{м}^3/\text{кг}$: $v_{20tp} = 8,3 \text{ м}^3/\text{кг}$ – нашли из построения процесса турбины в $H - S$ диаграмме.

Теоретическая скорость выхода из сопловых лопаток, м/с определяется по формуле (3.51):

$$C_{1tc} = \sqrt{2000 \cdot 42,42} = 291,3 \text{ м/с}.$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

Выходная площадь сопловой решётки предварительная, m^2 определяется по формуле (3.54):

где $\mu'_1 = 0,97$ – коэффициент расхода (предварительно принимаем);

$$F'_1 = \frac{29,2 \cdot 8,3}{0,97 \cdot 291,3} = 0,856 \text{ м}^2.$$

Угол направления скорости C_{12ic} , град: $\alpha_1 = 15^\circ$ – принимаем.

Высота сопловых лопаток предварительная, мм определяется по формуле (3.55):

$$l'_1 = \frac{0,856}{3,14 \cdot 1,075 \cdot \sin 15^\circ} = 580 \text{ мм}.$$

Хорда профиля сопловой решётки, мм: $b_1 = 51,5$ мм – принимаем.

Относительная высота сопловых лопаток: $\frac{b_1}{l'_1} = \frac{51,5}{580} = 0,088$.

Коэффициент расхода сопловой решётки: $\mu_1 = 0,985$.

Выходная площадь сопловой решётки, m^2 определяется по формуле (3.56):

$$F_1 = \frac{29,2 \cdot 8,3}{0,985 \cdot 291,3} = 0,845 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток, мм определяется по формуле (3.57):

$$l_1 = \frac{0,845}{3,14 \cdot 1,075 \cdot \sin 15^\circ} = 577 \text{ мм}.$$

Коэффициент скорости сопловой решётки: $\phi = 0,98$ – коэффициент скорости (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота $\Delta\beta$).

Скорость выхода пара из сопловой решётки, m/c определяется по формуле (3.58):

$$C_1 = 0,98 \cdot 291,3 = 285,5 \text{ м/с}.$$

Относительная скорость пара на входе в рабочую решётку, m/c определяется по формуле (3.59):

$$w_1 = \sqrt{285,5^2 + 168,9^2 - 2 \cdot 168,9 \cdot 285,5 \cdot \cos 15^\circ} = 129,9 \text{ м/с}.$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

Угол направления, β_1 , град, относительной скорости w_1 определяется по формуле (3.60):

$$\beta_1 = \arctg \cdot \frac{\sin 15^\circ}{\cos 15^\circ - \frac{168,9}{285,5}} = 34,7^\circ .$$

Теоретическая скорость выхода из рабочей решетки, m/c определяется по формуле (3.61):

$$w_{2t} = \sqrt{2000 \cdot 10,61 + 129,9^2} = 195,2 \text{ м/с} .$$

Высота рабочих лопаток, мм определяется по формуле (3.62):
где $\Delta = 3$ мм – величина перекрыши (принимаем);

$$l_2 = 577 + 3 = 580 \text{ мм} .$$

Хорда профиля рабочих лопаток, мм: $b_2 = 25,6$ мм – (принимаем).

Коэффициент расхода рабочей решетки: $\mu_2 = 0,98$ – зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота $\Delta\beta$

Выходная площадь рабочей решетки, m^2 определяется по формуле (3.63):

$$F_2 = \frac{29,2 \cdot 9}{0,98 \cdot 195,2} = 1,37 \text{ м}^2 .$$

Угол направления β_2 , град, скорости w_2 определяется по формуле (3.64):

$$\beta_2 = \arcsin \frac{1,37}{3,14 \cdot 1,075 \cdot 0,58} = 20,8^\circ .$$

Коэффициент скорости рабочей решетки: $\psi = 0,945$ – зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота $\Delta\beta$.

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток, m/c определяется по формуле (3.65):

$$w_2 = 0,945 \cdot 195,2 = 184,5 \text{ м/с} .$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток, m/c определяется по формуле (3.66):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						46
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$C_2 = \sqrt{184,5^2 + 168,9^2 - 2 \cdot 168,9 \cdot 184,5 \cdot \cos 20,8^\circ} = 65,6 \text{ м/с}.$$

Угол направления α_2 , град, скорости C_2 определяется по формуле (3.67):

$$\alpha_2 = \arctg \cdot \frac{\sin 20,8^\circ}{\cos 20,8^\circ - \frac{168,9}{184,5}} = 86,9^\circ.$$

Потери в сопловой решетке, кДж/кг определяются по формуле (3.70):

$$\Delta H_c = (1 - 0,98^2) \cdot \frac{291,3^2}{2000} = 1,68 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери в рабочей решетке, кДж/кг определяются по формуле (3.71):

$$\Delta H_p = (1 - 0,945^2) \cdot \frac{195,2^2}{2000} = 2,04 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энергия выходной скорости, кДж/кг определяется по формуле (3.72):

$$\Delta H_{вс} = \frac{65,6^2}{2000} = 2,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Коэффициент полезного действия на лопатках:

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через проекции скоростей определяется по формуле (3.74):

$$\eta_{о.л}^1 = \frac{168,9 \cdot (285,5 \cdot \cos 15^\circ + 65,6 \cdot \cos 86,9^\circ)}{53,03 \cdot 1000} = 0,89.$$

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через потери определяется по формуле (3.75):

$$\eta_{о.л}^2 = \frac{53,03 - 1,68 - 2,04 - 2,15}{53,03} = 0,889.$$

Разница между этими К.П.Д. не должна превышать 2%.

Для дальнейших расчетов принимаем лопаточное к.п.д.: $\eta_{о.л} = 0,889$.

Относительные потери от утечек через диафрагменное уплотнение определяются по формуле (3.76):

										лист
										47
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

где k_y – поправочный коэффициент, для ступенчатого уплотнения $k_y = 1$;

$\mu_y = 0,75$ – коэффициент расхода уплотнения принимается в зависимости от формы гребней;

Площадь зазора в уплотнении определяется по формуле (3.77):

$d_y = 0,6$ м – диаметр уплотнения, принимаем по аналогии с типовыми конструкциями;

$\delta_y = 0,3$ мм – в части высокого давления в уплотнениях пружинящего типа, принимается $0,2 \div 0,4$ мм, в жестких $0,3 \div 0,5$;

$$F_y = 3,14 \cdot 0,6 \cdot 0,0003 = 0,0005652 \text{ м}^2;$$

$\mu_1 = 0,97$ – коэффициент расхода сопел;

$z_y = 10$ шт. – число гребней в диафрагменном уплотнении принимается $5 \div 20$ шт;

$$\xi_y^{\delta} = \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 0,0005652}{0,97 \cdot 0,845 \cdot \sqrt{10}} \cdot 0,889 = 0,0002.$$

Относительные потери от утечек через бандажные уплотнения определяются по формуле (3.78):

где $d_n = d_1 + 2 \cdot l_2 = 1,075 + 2 \cdot 0,58 = 2,235$ м – диаметр по периферии рабочих лопаток;

δ_s – эквивалентный зазор для рабочих лопаток с бандажом определяется по формуле (3.80):

где $\mu_a = 0,5$ – коэффициент расхода для осевых зазоров (принимается);

$\delta_a = 4$ мм – величина осевого зазора (принимается);

$\delta_r = 1$ мм – величина радиального зазора (принимается);

$\mu_r = 0,8$ мм – коэффициент расхода радиального зазора (принимается);

$z = 5$ шт. – число гребней в надбандажном уплотнении (принимается);

$$\delta_s = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{(0,5 \cdot 4)^2} + \frac{5}{(0,8 \cdot 1)^2}}} = 0,35 \text{ мм};$$

$$\xi_y^{\delta} = \frac{3,14 \cdot 2,235 \cdot 0,00035}{0,845} \cdot \sqrt{0,2 + 1,8 \cdot \frac{0,58}{1,075}} \cdot 0,889 = 0,003.$$

Абсолютные потери от утечек через уплотнения ступени определяются по формуле (3.81):

									лист
									48
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

$$\Delta H_y = (0,0002 + 0,003) \cdot 53,03 = 0,17 \text{ кДж/кг};$$

Относительные потери трения определяются по формуле (3.82):
 где $k_{mp} = 0,6 \cdot 10^{-3}$ – экспериментальная зависимость (принимается
 $k_{mp} = (0,45 \div 0,8) \cdot 10^{-3}$) [34].

$$\xi_m = \frac{(0,6 \cdot 10^{-3}) \cdot 1,075^2}{0,845} \cdot \left(\frac{168,9}{325,7} \right)^3 = 0,00011.$$

Абсолютные потери на трение, кДж/кг определяются по формуле (3.83):

$$\Delta H_{mp} = 0,00011 \cdot 53,03 = 0,006 \text{ кДж/кг}.$$

Использованный теплоперепад ступени определяется по формуле (3.84):

$$H_i = 53,03 - 1,68 - 2,04 - 2,15 - 0,17 - 0,006 = 46,98 \text{ кДж/кг}.$$

Внутренний относительный К.П.Д. ступени определяется по формуле (3.85):

$$\eta_{oi} = \frac{46,98}{53,03} \cdot 100 = 88,6\%.$$

Внутренняя мощность ступени, кВт определяется по формуле (3.86):

$$N_i = 29,2 \cdot 53,03 = 1546,7 \text{ кВт}$$

3.3 Описание бойлера

Вертикальные пароводяные подогреватели устанавливаются на ТЭЦ и в крупных паровых котельных для подогрева сетевой воды. Для размещения таких теплообменников требуется небольшая площадь, но большая высота помещения. В зависимости от тепловых нагрузок подогреватели разделяются на основные и пиковые. Поэтому завод изготовитель присваивает цифровое обозначение БО – бойлер основной или БП – бойлер пиковый. По сути это тот же подогреватель сетевой воды более старого исполнения.

Основные узлы подогревателя:

- верхняя водяная камера;
- трубная система состоящая из трубных досок и теплообменных труб;
- нижняя плавающая водяная камера;
- каркас трубной системы с поперечными перегородками;
- сварной корпус.

НА ЧТЭЦ-1 применяется бойлерная установка БУ-2 типа БО-550-3М, маркировка которого расшифровывается как – бойлер основной вертикальный с модернизацией.

Общий вид бойлера БО-550-3М представлен на рисунке 2.1.

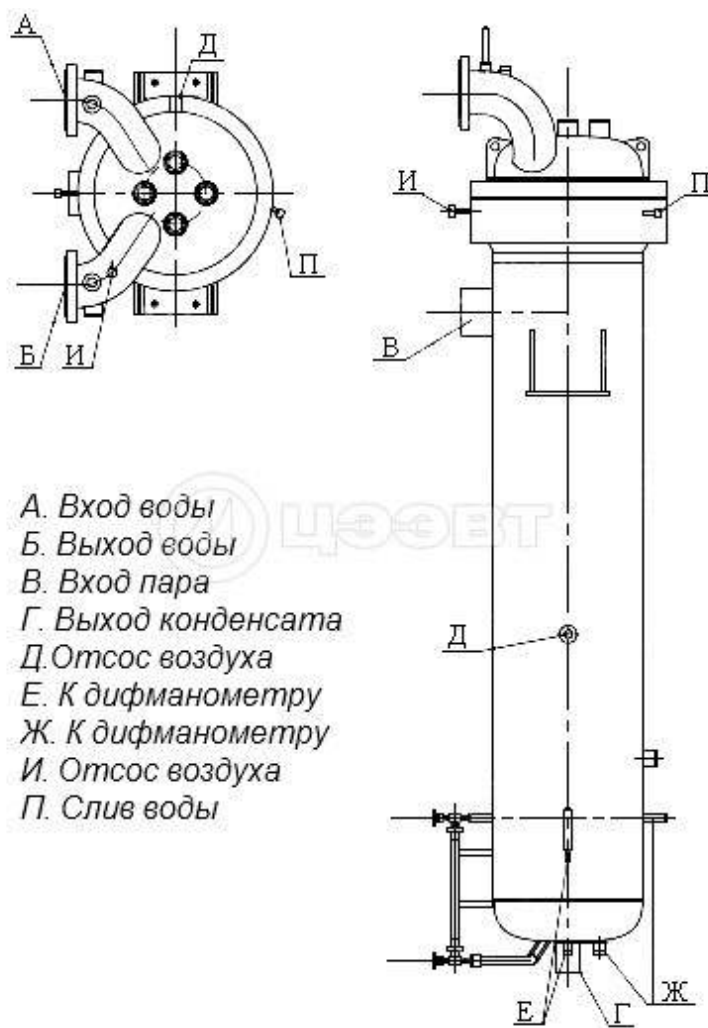


Рисунок 2.1 – Общий вид бойлера БО-550-3М

У большинства моделей теплообменников (водоподогревателей) вода – пар принцип работы не отличается от базового принципа действия всех иных кожухотрубных теплообменников с двумя теплоносителями. В упрощённом виде пароводяной теплообменник можно представить состоящим из горизонтального или вертикального цилиндрического кожуха с верхним и нижним патрубками, в который заключён пучок труб малого диаметра.

В кожух через верхний патрубок подаётся высокотемпературный перегретый пар, который конденсируется в процессе прохождения от контакта со стенками труб пучка; конденсат выходит из кожуха через нижний патрубок. Одновременно в трубный пучок подаётся вода, которая нагревается паром. Для увеличения поверхности теплообмена трубы трубного пучка могут выполняться с волнообразной накаткой (т.н. турбулизаторами).

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

лист

50

Распределение воды в трубах пучка производится при помощи распределительной камеры (камер) на торце (торцах) кожуха. В случае, если трубы пучка имеют прямую форму – камер две, одна из которых, как и кожух, оснащена двумя патрубками – для ввода и вывода воды. Если трубы U-образные, необходимость во второй распределительной камере отсутствует.

Ввиду высокой тепловой нагрузки на элементы пароводяного теплообменника, в его конструкции используются компенсаторы температурных деформаций, в частности – плавающая головка распределительной камеры (для обменников с прямыми трубами). U-образные трубы наделены аналогичной функцией.

Технические характеристики бойлера БО-550-3М:

- поверхность нагрева: 550 м²;
- число ходов: 2;
- пропускная способность по воде: 1100 т/час;
- давление пара: 2 кг/см²;
- давление сетевой воды: 14 кг/см²;
- температура пара: 180 °С;
- температура сетевой воды: 116 °С;
- расход греющего пара: 60 т/час.

4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Челябинская ТЭЦ-1 считается одним из главных энергоснабжающих центров столицы Южного Урала и предназначена для электро- и теплоснабжения прилегающей к ней промзоны и жилых районов г. Челябинска.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об энергосбережении», в качестве основного принципа энергосберегающей политики государства определен приоритет эффективного использования энергетических ресурсов.

Согласно ГОСТ Р 31532-2012 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Общие положения» [7], и ФЗ РФ от 23 ноября 2009 года № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [16] организационную, техническую, научную, экономическую деятельность в области энергосбережения характеризуют такими показателями, как:

- снижение потерь топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за счет снижения энергоемкости производства;
- оптимизация режимных параметров энергопотребления;
- проведение энергосберегающих мероприятий, внедрение приборов и систем учета ТЭР;
- использование оборудования, отвечающего мировому уровню.

4.1 Технологические решения

Эффективность достигается за счет установки основного оборудования, отвечающего современным требованиям энергоэффективности энергопроизводства, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, надежностью и ремонтпригодностью, оборудования имеющего высокий КПД, за счет установки приборов и систем учета топливно-энергетических ресурсов и установки узлов учета расхода технологических сред.

Подогреватели сетевой воды, имеют ряд преимуществ по сравнению со стандартными кожухотрубными теплообменниками и по сравнению с пластинчатыми теплообменниками (комблоками).

Подогреватели проектируются под конкретные теплотехнические задачи, в связи с этим не имеет ограничений по температурам и давлению рабочих сред.

Конструктивные особенности, обеспечивают стабильную работу пароводяных подогревателей во всех режимах.

Надежность и конструктивные особенности подогревателей обеспечены за счет:

- скоростного винтового движения пароконденсатной смеси в подогревателе, призванной на деле реализовать процесс искусственной капельной конденсации (ИКК), которая исключает влияние неконденсирующихся газов на интенсивность теплообмена, так как они не скапливаются в межтрубном пространстве, и принудительно удаляются из аппаратов вместе с конденсатом, реализуя модель полного вытеснения;

						лист
					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	52
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– винтовой организации движения насыщенного пара по межтрубному пространству, которое обеспечивает абсолютную устойчивость конструкции, исключаящую вибрации и гидравлические удары в винтовой полости кожухотрубных (кожухотрубчатых) теплообменников;

– заданного скоростного движения пароконденсатной смеси по изменяющему сечению в аппарате, обеспечивающего полную конденсацию пара и глубокое охлаждение конденсата, а также принудительный вывод конденсата из подогревателей, и позволяющий на практике отказаться от сложных и громоздких систем конденсатоотвода и уровнемеров;

– технических решений по организации входной группы парообразных сред в теплообменниках обеспечивающих высокую скорость движения пара, и при этом эффективную защиту теплообменных труб от возможных выходов из строя, что позволяет применять кожухотрубные аппараты для работы с паром любого давления.

Для реализации энергосбережения предусмотрено:

– реализация энергосберегающих технических решений, которая осуществляется за счет установки деаэратора основного цикла и деаэратора подпитки теплосети производителя СТОРК.

Использование деаэраторов СТОРК за счет особенностей конструкции уменьшает на 90% потери пара с выпаром, не требуется выносной конденсатора выпара (охладитель конденсата), не требуется применение поглотителей кислорода.

Деаэраторы имеют минимальное количество запасных частей, простой дизайн одной емкости, что означает сбережение затрат: при транспортировке, в здании котельной, на монтаж, на теплоизоляцию, на измерительную аппаратуру, на обслуживание. Имеют срок службы более 30 лет.

– оптимизация энергопотребления и минимизация тепловых потерь, которая достигается путем выбора тепломеханического оборудования, работающего в режимах оптимального энергопотребления, (применение ЧРП для сетевых насосов, насосов подпитки теплосети, насосов исходной воды), максимального использования автоматического регулирования основных технологических процессов, а также применения современных теплоизоляционных материалов, позволяющих снизить тепловые потери от трубопроводов и оборудования.

Предусматривается испытание трубопроводов на прочность и проверка на герметичность, очистка полости трубопроводов, что также позволяет повысить надежность дальнейшей эксплуатации, и, как следствие, избежать увеличения энергозатрат.

– применение приборов и систем учета топливно-энергетических ресурсов путем установки узлов учета расхода технологических сред;

– использование оборудования, отвечающего мировому уровню за счет установки компактных пластинчатых теплообменников в системе подогрева воды подпитки теплосети, экономичных деаэраторов, подогревателей сетевой воды.

Оборудование имеет более высокую тепловую эффективность, меньшую металлоемкость и тепловые потери. Применяется современное насосное оборудование ведущих мировых фирм, которое имеет КПД не менее 80%.

Для энергоэффективности выдачи тепла в соответствии с разделом 17 СП 124.13330.2012 проектом предусмотрено:

- оптимизация диаметров тепловых сетей с уменьшением гидравлических сопротивлений и достижением оптимальных скоростей воды в трубопроводах;
- мероприятия по защите трубопроводов от отложений методом натрий-катионирования подпиточной воды теплосети;
- установка частотно-регулируемого привода с сетевыми насосами, насосами подпитки теплосети;
- изоляция трубопроводов с низким коэффициентом теплопроводности;
- конструкция тепловой изоляции исключает ее деформацию и сползание теплоизоляционного слоя в процессе эксплуатации.
- в составе теплоизоляционных конструкций оборудования и трубопроводов опорные элементы и разгружающие устройства обеспечивают механическую прочность и эксплуатационную надежность конструкций.

4.2 Энергосбережение в системе водоснабжения и водоотведения

На ТЭЦ-1 реализована энергоэффективная система противопожарного водопровода. Автоматика системы противопожарного водопровода позволяет эффективно использовать расход воды путём включения / отключения насосов – повысителей от кнопок установленных каждого пожарного крана или от электрифицированной арматуры, расположенной около ввода в кабельные помещения.

Сеть противопожарного водопровода выполнена из стальных труб. Запорная арматура, пожарные краны используются только сертифицированные.

Система хозяйственно-питьевого водопровода обеспечивает питьевые нужды.

На вводах в здания выполнены водомерные узлы с установкой счетчика типа ВСХ и мембранного фильтра ФММ. Сеть выполнена из стальных водогазопроводных труб.

4.3 Мероприятия по экономии электрической энергии

Мероприятия по экономии электроэнергии предусмотрены по следующим направлениям:

1 *Энергетическое* – включает в себя выбор оптимальной схемы электроснабжения собственных нужд станции, направленный на снижение потерь в системе электроснабжения:

- выбрано оптимальное количество линий электроснабжения;
- выбрано оптимальное сечение кабелей;
- выбраны оптимальные трассы кабельных линий с учетом электромагнитной совместимости электрооборудования, приборов и электрических сетей;
- равномерно распределена нагрузка по секциям 3/0,4 кВ и между фазами;

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

– исключены промежуточные трансформации, что значительно снижает потери электроэнергии в системе электроснабжения.

2 Выбор экономичных режимов работы электрооборудования:

– выбрана оптимальная мощность трансформаторов собственных нужд с пониженными потерями короткого замыкания и холостого хода.

3 Общепроизводственное – включает в себя использование оборудования, отвечающего современным требованиям:

– предусмотрено применение насосных агрегатов с частотно-регулируемым приводом;

– применено оборудование с пониженными значениями тепловыделений;

– предусмотрено автоматическое отключение нагревательных приборов;

– рабочее и аварийное электроосвещение помещений в зданиях станции выполнено энергосберегающими светодиодными светильниками;

– для наружного освещения станции предусмотрены энергосберегающие светодиодные светильники;

– максимально полное использование естественного освещения;

– предусмотрено автоматическое отключение наружного освещения.

4 Организационное – совершенствование учета, контроля и нормирование расхода электроэнергии. Организационные мероприятия по экономии электроэнергии разрабатываются эксплуатационными подразделениями и могут включать в себя:

– внедрение программного обеспечения, проведение расчетов по выбору мероприятий по снижению потерь (МСП) и оценке их экономических показателей;

– разработка плана мероприятий;

– выпуск организационно-распорядительных документов, устанавливающих ответственность подразделений за те или иные составляющие потерь и проведение МСП в установленные планом сроки;

– разработка системы стимулирования персонала к снижению потерь электроэнергии;

– введение системы контроля над проведением работ по снижению потерь электроэнергии и соответствующей системы их учета и анализа.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		55

5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАТЕРИАЛА ТРУБОК НА КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛООТДАЧИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ БОЙЛЕРНОЙ УСТАНОВКИ БУ-2 ТИПА БО-550-3М

При реконструкции турбины предлагается для надежной работы конденсаторов и увеличения отпуска тепла в когенерационном режиме выполнить подвод отработанного пара ПГ-7 на БУ-2.

Бойлерная установка БУ-2 с бойлером БО-550-3М эксплуатируется уже более 20 лет. Стальные трубки за длительный период эксплуатации покрылись отложениями солей и имеют коррозионные разрушения. По этой причине пороводяной теплообменник работает не на полную мощность и не обеспечивает необходимую температуру воды на выходе.

Предлагается заменить в бойлере трубки со стальных на латунные.

В научной части ВКР проведем исследование влияния материала трубок и наличия отложений в них на коэффициент теплоотдачи и эффективность работы теплообменника.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета теплообменного аппарата

Абсолютное давление пара в отопительном отборе, кгс/см ²	2,0
Температура пара, °С	180
Расход пара в отопительном отборе, т/ч	60
Температура сетевой воды на входе из бойлера, °С	116
Давление сетевой воды, кгс/см ²	14
Пропускная способность по воде, т/ч	1100
Число ходов	2
Площадь поверхности нагрева, м ²	550

Расчет ведем по методике, изложенной в [40].

Температура насыщения в подогревателе [20]: $t_s = f(P_{II}) = 120,2 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Температура воды на выходе из подогревателя: $t_{B.ВЫХ} = 116 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Энтальпия воды на выходе из подогревателя [20]:

$$h_{B.ВЫХ} = f(P_B, t_{B.ВЫХ}) = 487,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия пара на входе в подогреватель: $h_{II.ВХ} = (P_{II}, t_{II.ВХ}) = 2830,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Энтальпия пара на выходе из подогревателя:

$$h_{II.ВЫХ} = (P_{II}, t_{II.ВЫХ}) = 504,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия сетевой воды на входе в подогреватель определяется по формуле:
(5.1):

$$h_{B.BX} = h_{B.BЫIX} - \frac{G_{нара} (h_{П.BX} - h_{П.BЫIX})}{G_{воды}} \quad (5.1)$$

$$h_{B.BX} = 487,6 - \frac{60(2830,1 - 504,7)}{1100} = 360,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$t_{B.BX} = f(P_B, h_{B.BX}) = 85,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воды в трубках (5.2):

$$t_{B.CP} = \frac{t_{B.BX} + t_{B.BЫIX}}{2} \quad (5.2)$$

$$t_{B.CP} = \frac{116 + 85,9}{2} = 100,95 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Параметры нагреваемой воды [20]:

$$\text{Удельный объем: } \vartheta_B = f(P_B, t_{B.CP}) = 1,043 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

$$\text{Коэффициент теплопроводности: } \lambda_B = f(P_B, t_{B.CP}) = 0,602 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

$$\text{Критерий Прандтля: } Pr_B = f(P_B, t_{B.CP}) = 1,75$$

$$\text{Коэффициент динамической вязкости: } \mu_B = f(P_B, t_{B.CP}) = 2,825 \cdot 10^{-4} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Коэффициент кинематической вязкости (5.3):

$$v_B = \mu_B \cdot \vartheta_B \quad (5.3)$$

$$v_B = 2,825 \cdot 10^{-4} \cdot 1,043 \cdot 10^{-3} = 2,946 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Средний температурный напор (5.4):

$$\Delta t_{CP} = \frac{\Delta t_B - \Delta t_M}{\ln \left(\frac{\Delta t_B}{\Delta t_M} \right)} \quad (5.4)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

$$\Delta t_{CP} = \frac{34,3 - 4,2}{\ln\left(\frac{34,3}{4,2}\right)} = 14,3 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где Δt_B – больший температурный напор (5.5); Δt_M – меньший температурный напор (5.6).

$$\Delta t_B = t_S - t_{B.BX} \quad (5.5)$$

$$\Delta t_B = 120,2 - 85,9 = 34,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_M = t_S - t_{B.BYIX} \quad (5.6)$$

$$\Delta t_M = 120,2 - 116 = 4,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расход пара: $G_{II} = 60 \frac{m}{ч} = 16,7 \frac{кг}{с}$

где $\eta_{II} = 0,98$ – КПД подогревателя [40].

Внутренний диаметр труб (5.7):

$$d_{BH} = d_H - 2 \cdot S \quad (5.7)$$

$$d_{BH} = 0,019 - 2 \cdot 0,001 = 0,017 \text{ м},$$

где $d_H = 0,019 \text{ м}$ – наружный диаметр труб [40];

$S = 0,001 \text{ м}$ – толщина стенки труб [3].

Принимаем скорость воды в трубах по прототипу [40]: $\omega_B = 1,75 \frac{м}{с}$.

Число ходов воды: $Z = 2$.

Расчетное число труб в одном ходе воды (5.8):

$$N_{1X} = \frac{4 \cdot G_B \cdot \rho_B}{\pi \cdot d_{BH}^2 \cdot \omega_B} \quad (5.8)$$

$$N_{1X} = \frac{4 \cdot 1100 / 3,6 \cdot 1,043 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,017^2 \cdot 1,75} \approx 803 \text{ шт.}$$

Общее число трубок в подогревателе (5.9):

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$N = N_{1X} \cdot Z \quad (5.9)$$

$$N = 803 \cdot 2 \approx 1606 \text{ шт.}$$

Критерий Рейнольдса для воды (5.10):

$$Re_B = \frac{d_{BH} \cdot \omega_B}{\nu_B} \quad (5.10)$$

$$Re_B = \frac{0,017 \cdot 1,75}{2,946 \cdot 10^{-7}} = 1,01 \cdot 10^5.$$

Критерий Нуссельта при $Re_B > 10^4$ (5.11):

$$Nu = 0,023 \cdot Re_B^{0,8} \cdot Pr_B^{0,4} \quad (5.11)$$

$$Nu = 0,023 \cdot (1,01 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 1,75^{0,4} = 265.$$

Исходя из того, что отношение $\frac{L}{d_{BH}} > 50$ (по прототипу), принимаем поправку на длину трубы $\varepsilon_L = 1$.

Коэффициент теплоотдачи от трубок к воде (5.12):

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_B \cdot \varepsilon_L}{d_{BH}} \quad (5.12)$$

$$\alpha_2 = \frac{265 \cdot 0,602}{0,017} \cdot 1 = 10358 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Определяем параметры конденсата:

$$\text{Удельный объем: } \vartheta_K = f(P_{II}) = 1,047 \cdot 10^{-3} \frac{м^3}{кг}.$$

$$\text{Коэффициент теплопроводности: } \lambda_K = f(P_{II}) = 0,6796 \frac{Вт}{м \cdot К}.$$

$$\text{Критерий Прандтля: } Pr_K = f(P_{II}) = 1,667.$$

$$\text{Коэффициент динамической вязкости: } \mu_K = f(P_{II}) = 2,682 \cdot 10^{-4} Па \cdot с.$$

Коэффициент кинематической вязкости (5.14):

$$\nu_K = \mu_K \cdot \vartheta_K \quad (5.14)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

$$v_K = 2,809 \cdot 10^{-7} \frac{м^2}{с}$$

Плотность конденсата: $\rho_K = f(t_{CP}) = 954,9 \frac{кг}{м^3}$.

Теплота парообразования: $r_K = f(t_{CP}) = 2244 \frac{кДж}{кг}$.

Число Рейнольдса для пленки конденсата на горизонтальных трубах (5.15):

$$Re_K = \frac{q \cdot \pi \cdot d_H \cdot m}{\mu_K \cdot r_K} \quad (5.15)$$

$$Re_K = \frac{60,7 \cdot 3,14 \cdot 0,019 \cdot 12}{2,682 \cdot 10^{-4} \cdot 2244} = 102,28,$$

где m – среднее число труб в вертикальном ряду трубного пучка между лотками отвода конденсата, принимаю $m = 12$.

Коэффициент теплоотдачи при конденсации пара на горизонтальных трубах в Вт/(м²·К), для $40 < Re < 400$ (5.15):

$$\alpha_1 = 0,19 \cdot Pr_K^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{g}{(v_k)^2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \lambda_k \quad (5.15)$$

$$\alpha_1 = 0,19 \cdot 1,667^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{9,8}{(2,809 \cdot 10^{-7})^2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot 0,6796 = 7641 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Коэффициент теплопередачи (5.16):

$$K = \frac{1}{d_{CP} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_H} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{TP}} \cdot \ln \left(\frac{d_H}{d_{BH}} \right) + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{BH}} \right)} \quad (5.16)$$

При использовании стальных трубок коэффициент теплопроводности стали составляет $\lambda_{ст} = 45,4$ Вт/(м·град).

При замене стальных трубок на латунные $\lambda_{латуни} = 106$ Вт/(м·град).

Определим коэффициент теплопередачи K (5.16) при использовании стали и латуни и определим как он изменится:

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						60
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$K_{ст} = \frac{1}{0,018 \cdot \left(\frac{1}{7641 \cdot 0,019} + \frac{1}{2 \cdot 45,4} \cdot \ln \left(\frac{0,019}{0,017} \right) + \frac{1}{10358 \cdot 0,017} \right)} = 72,5 \frac{\kappa Bm}{m^2 \cdot K},$$

$$K_{латун} = \frac{1}{0,018 \cdot \left(\frac{1}{7641 \cdot 0,019} + \frac{1}{2 \cdot 106} \cdot \ln \left(\frac{0,019}{0,017} \right) + \frac{1}{10358 \cdot 0,017} \right)} = 76,4 \frac{\kappa Bm}{m^2 \cdot K},$$

где d_{CP} – средний диаметр трубок (5.17):

$$d_{CP} = \frac{d_H + d_{BH}}{2} \quad (5.17)$$

$$d_{CP} = \frac{0,019 + 0,017}{2} = 0,018 м$$

Изменение, % коэффициента теплопередачи в зависимости от материала трубок (5.18):

$$\delta K = \frac{|K_{латун} - K_{ст}|}{K_{ст}} \cdot 100\% \quad (5.18)$$

$$\delta K = \frac{76,4 - 72,5}{72,5} \cdot 100\% = 5,3\%.$$

Тепловая нагрузка бойлера (5.19):

$$Q = F \cdot K \cdot \Delta t_{CP} \quad (5.19)$$

$$Q_{ст} = 550 \cdot 72,5 \cdot 14,3 = 570,3 \text{ MBm}$$

$$Q_{латун} = 550 \cdot 76,4 \cdot 14,3 = 600,8 \text{ MBm}$$

Так как коэффициент теплопередачи прямо пропорционален тепловой нагрузке бойлера, то при изменении материала трубок со стальные на латунные, нагрузка увеличится на 5,3 %.

Фактически эта величина должна быть значительно больше, так как при расчетах можно было учитывать количество отложений на внутренней поверхности

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						61
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

трубок, которые увеличивают термическое сопротивление и уменьшают эффективность работы бойлера.

Но для выявления толщины отложений требуется полная разборка бойлерной установки БУ-2 и извлечения трубного пучка.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		62

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем современного производства. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике.

6.1 Оценка воздействия объекта реконструкции на окружающую среду

Рассмотрим предполагаемую деятельность объекта в период его эксплуатации после реконструкции по факторам воздействия на окружающую среду:

- загрязнение атмосферного воздуха;
- акустическое воздействие;
- образование и временное хранение отходов;
- изъятие земельных ресурсов при освоении участка;
- образование загрязненных стоков (хозяйственно-бытовых, производственных, ливневых);
- воздействие на растительный и животный мир района.

Анализ намечаемой деятельности рассматриваемого объекта показал, что при реконструкции схемы подогрева сетевой воды АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1», техногенное воздействие на окружающую среду не ухудшится.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации ЧТЭЦ-1 являются технологические выбросы продуктов сгорания при сжигании газообразного топлива в газопотребляющем оборудовании. Основными загрязняющими веществами, являются: оксиды азота, сера диоксид, углерода оксид, бензапирен.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при дальнейшей эксплуатации объекта не окажут сверхнормативного влияния на качество атмосферного воздуха на прилегающей территории, применение технических и организационных мероприятий по снижению выбросов не требуется.

Территория ЧТЭЦ-1 не попадает в водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы поверхностных водных объектов, а также в зоны санитарной охраны источников питьевого водоснабжения. Эксплуатация объекта не окажет отрицательного воздействия на поверхностные и подземные водные объекты и водные биоресурсы, не приведет к загрязнению или истощению источников поверхностных и подземных вод. Забор воды из естественных источников не предусматривается.

Образование и размещение отходов производства и потребления будет оказывать влияние на земельные ресурсы. По мере накопления отходы передаются специализированным организациям на утилизацию. Загрязнение почв отходами исключается.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

Соблюдение условий хранения и своевременный вывоз образующихся отходов на утилизацию обеспечит экологическую безопасность проектируемой деятельности.

6.2 Санитарно-защитная зона предприятия

Согласно требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [10] в целях защиты населения от химического и физического воздействия производственных объектов, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, должна быть предусмотрена санитарно-защитная зона (СЗЗ).

Критерием для определения размера расчетной санитарно-защитной зоны объекта является не превышение на ее внешней границе и за ее пределами ПДК (предельно-допустимых концентраций) загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест, предельно-допустимых уровней (ПДУ) физического воздействия на атмосферный воздух. В соответствии с [10] (раздел 7.1.10 «Производство электрической и тепловой энергии при сжигании минерального топлива»), размер нормативной санитарно-защитной зоны для промплощадки Челябинской ТЭЦ-1 составляет 500 м, с отнесением ее ко II классу, как тепловые электростанции (ТЭС) эквивалентной электрической мощностью 600 МВт и выше, работающие на газовом и газо-мазутном топливе.

Определена расчетная санитарно-защитная зона ЧТЭЦ-1 в виде ломаной замкнутой линии:

- с запада по границе территории предприятия и по дуге, с максимальным удалением от территории 210 м;
- с севера по дуге, с максимальным удалением от территории предприятия 320 м;
- с востока по дуге, с максимальным расстоянием от территории предприятия 50 м и по территории предприятия;
- с юга по территории предприятия и по дуге, с максимальным удалением от территории предприятия 216 м.

Жилая застройка и другие объекты селитебной территории с нормируемыми показателями качества среды обитания в границу санитарно-защитной зоны не попадают.

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ от новых объектов в любой расчетной точке жилой зоны не превышают 0,1 ПДК.

Расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ от выбросов ТЭЦ-1 к моменту проведения реконструкции с учетом фона не превышают существующего загрязнения атмосферы от выбросов ТЭЦ-1 как на границе расчетной СЗЗ, так и в жилых районах.

Уровень шумового воздействия на границе расчетной СЗЗ предприятия составляет менее 45 дБА (соблюдены санитарные нормы в жилых районах для любого времени суток).

										лист
										64
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

Радиотехнических излучающих объектов на территории предприятия нет, источники ионизирующего излучения и источники ультразвуковых колебаний отсутствуют. Источником электромагнитного поля промышленной частоты на ТЭЦ-1 является электрическая подстанция. Напряженность магнитного поля на территории составляет менее 0,21 А/м при нормативе 8 А/м, что соответствует санитарным нормам.

Реконструкция ТЭЦ-1 не привнесет практических изменений по указанным физическим факторам.

Таким образом, можно сделать вывод, что размер расчетной санитарно-защитной зоны является достаточным и составляет от 0 до 320 м от границы промплощадки.

6.3 Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций являются нарушения технологических процессов, разгерметизация оборудования, технические ошибки обслуживающего персонала, нарушение противопожарных правил и правил техники безопасности, стихийные бедствия.

Отрицательное воздействие на окружающую среду может быть оказано при авариях:

- с выделением в атмосферу природного газа;
- с проливами масел и нефтесодержащих веществ;
- с разливом сточных вод.

Предотвращение последствий неправильного обращения с маслами и нефтепродуктами обеспечивается:

- установкой маслonaполненного оборудования на поддоны с бортами, предотвращающие растекание масла в случае утечек.
- устройством водонепроницаемого, стойкого к нефтепродуктам покрытия с отбортовкой в соответствующих местах;
- удалением возможных проливов ветошью, с последующей утилизацией отходов.

Возможные проливы масла при аварии на трансформаторах собираются в маслоприемник, откуда по сети маслопроводов поступают в металлический маслосборник. Защита поверхностей маслосборника предусмотрена маслостойким покрытием. Предусмотрена установка сигнализации о заполнении маслосборника, с выводом сигнала на щит управления.

При пожаре (аварийная ситуация) вода, используемая для тушения, также поступает в маслосборник. По истечении времени отстаивания, необходимого для разделения масла и воды, производится откачка отстаивного масла из маслосборника специальным масляным насосом в передвижную емкость с последующей отправкой на регенерацию. Затем производится откачка замасленного стока с последующей очисткой на очистных сооружениях нефтесодержащих стоков.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						65
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Предотвратить отрицательное воздействие сточных вод позволяют следующие мероприятия:

- контроль уровня заполнения оборудования в системах очистных сооружений;
- антикоррозионное покрытие;
- установка запорной арматуры, отсекающей поврежденные участки;
- осуществление контроля давления и расхода жидких сред;
- использование отводных каналов и железобетонных колодцев совместно с канализационными сетями нефтесодержащих стоков для сбора возможных протечек;
- сбор аварийных проливов на промплощадке в сети дождевой канализации с последующей очисткой.

Негативное воздействие на водные ресурсы при аварийном сбросе отсутствует.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		66

7 АВТОМАТИКА И КИП

В качестве основного оборудования, рассмотренного в выпускной квалификационной работе, выступает турбина ст. №7 типа Р-25-29/1,2. Для управления технологическими процессами на рассматриваемой турбине была установлена и включена в работу система АСУТП, так называемая автоматическая система управления технологическим процессом турбогенератора.

Описание конструкции и принцип работы рассматриваемого объекта автоматизации приведена в второй главе данной работы.

7.1 Постановка задачи автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2

Автоматизация паровых турбин позволяет обеспечить поддержку электростанции в постоянной готовности к пуску, также позволяет обеспечить автоматический пуск и включение в работу при нажатии кнопки на пульте, автоматическую тестовую проверку с индикацией неисправности, отображение токов, напряжений, активной и реактивной мощностей и др. параметров электростанции на мнемосхемах на экране ПЭВМ, также позволяет продлить длительную устойчивую автономную работу, включение электростанции на параллельную работу с энергетической сетью методом автоматической точной синхронизации, автономную аварийную защиту и сигнализацию.

Система автоматического регулирования турбины должна:

- устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;
- устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

7.2 Выбор схемы автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2

Основными звеньями системы автоматического регулирования (САР), кроме объекта регулирования автоматического регулятора, являются:

- усилитель – устройство усиления сигнала за счет дополнительного источника энергии;
- исполнительный механизм – устройство, взаимодействующее на регулируемый объект;

						лист
					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	67
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- чувствительный элемент, реагирующий на отклонение регулируемого параметра (датчика);
- задающее устройство – механизм ручной или автоматической настройки заданного значения или программное устройство;
- преобразователь – исполнительный орган, преобразующий сигнал чувствительного элемента в электрические импульсы, удобные для усиления;
- корректирующее устройство – стабилизирующие процесс регулирования воздействия на работу регуляторов: в качестве корректирующих устройств используются внутренние обратные связи и дифференцирующие элементы.

Существуют системы с регулированием по отклонению, т.е. воздействие на объект регулирования зависит от изменения регулируемого параметра.

САР по виду регулирования делятся на системы непрерывные и многопозиционные. В системах непрерывного регулирования при изменении возмущающего воздействия положение регулирующего органа изменяется плавно. В системах многопозиционных регулирующей орган всегда занимает одно из крайних положений [33].

7.3 Разработка функциональной схемы автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2

Система автоматического управления изготовлена на базе программируемого цифрового контроллера с перестраиваемой структурой, которая содержит требуемый набор модулей.

Автоматизация турбины позволяет управлять всеми функциями турбины.

Средства управления турбиной включают в себя:

- управление частотой вращения с автоматическим пуском;
- вспомогательные устройства;
- первичное и вторичное управление;
- комплексные промышленные средства регулировки давления.

Контроль производительности турбины включает:

- ограничение частоты вращения;
- защиту машины;
- мониторинг состояния машины;
- мониторинг производительности;
- тренажер для тестирования и обучения персонала;
- расчеты контроля производительности;
- расчеты тепловых механических нагрузок;
- диагностика вибрации.

Система регулирования турбины по своему конструктивному выполнению отвечает всем требованиям, перечисленным в данном пункте, поэтому здесь они рассматриваются как требования к фактическому состоянию системы регулирования, которое должно поддерживаться (грамотной эксплуатацией, профилактическим обслуживанием, проверками, ремонтом) в течение всего срока эксплуатации.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		68

В зависимости от условий эксплуатации турбина может работать по одному из двух режимов: изолированно или параллельно с другими агрегатами как по электрической, так и по тепловой нагрузке. Подавляющее большинство агрегатов работает параллельно в сети с постоянной частотой (постоянным давлением или температурой теплоносителя). При этом система регулирования должна устойчиво поддерживать заданную электрическую (тепловую) нагрузку.

АСУ ТП ТГ №7 представляет собой централизованную, иерархическую, многофункциональную, информационно-управляющую систему, работающую в режиме реального времени.

Исходя из выполняемых функций, в составе системы выделяются следующие уровни иерархии:

- верхний уровень (операторский);
- средний уровень (автоматизации);
- нижний (полевой) уровень.

Оборудование верхнего уровня АСУ ТП включает два автоматизированных рабочих места (АРМ) операторов (каждый с двумя мониторами не менее 21”), АРМ инженера АСУ ТП (ИС), черно-белый принтер, цветной принтер, шкаф серверов и средств связи (коммутаторов), аварийный пульт управления (АПУ) турбоагрегата.

Оборудование среднего уровня АСУ ТП включает: шкаф управления с дублированным контроллером (ШУ); 2 шкафа модулей ввода/вывода (ШВВ); шкафы силовые, имеющие в составе станции распределенного ввода-вывода (ШС); шкаф распределения питания (ШРП) с ИБП; шкаф управления ЭУЧ ЭГСАР (ШУ ЭГСАР); силовой шкаф ЭУЧ ЭГСАР (ШС ЭГСАР); шкаф АСКВМ.

Нижний (полевой) уровень представляет собой совокупность полевых устройств, т.е. датчиков технологических параметров, электроприводов запорной и регулирующей арматуры, локальных микропроцессорных устройств и пр.

Связь между уровнями системы обеспечивается:

- сетью EtherNet/IP (между верхним и средним уровнями системы, между компонентами верхнего уровня);
- сетью Profibus DP (между ПЛК и распределенным вводом/выводом, с подсистемой ЭУЧ ЭГСАР);
- физическими линиями связи (с оборудованием полевого уровня, с АСКВМ, ЭУЧ ЭГСАР, ЭКРА).

В графической части работы на чертеже формата А1 представлена схема автоматизации турбогенератора ТГ №7.

Оборудование турбоагрегата, являющееся объектом автоматизации

- собственно турбина Р-25-29/1,2(в том числе виброконтроль);
- паропроводы турбины;
- механизмы автоматического регулирования и защиты;
- маслосистема турбины;
- система уплотнений;
- конденсационная установка;
- вакуумная система турбины;

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

- регенерация низкого давления;
- регенерация высокого давления;
- система дренажей турбины;
- система обогрева фланцев турбины;
- бойлерная установка;
- турбогенератор (как объект теплового контроля);
- система охлаждения генератора;
- система охлаждения генератора;
- бак сбора масляных протечек (сигнализация).

Технологические защиты должны выявлять факт возникновения аварийной ситуации и формировать управляющие воздействия на исполнительные устройства с целью защиты персонала, предотвращения повреждения оборудования, локализации аварийной ситуации.

Перечень технологических защит, действующих на останов турбины:

- 1 Защита по осевому смещению ротора. Действует без выдержки времени;
 - 2 Защита по понижению давления в системе смазки. Действует с выдержкой времени до 3 секунд;
 - 3 Защита по повышению давления в конденсаторе. Действует без выдержки времени;
 - 4 Защита по повышению вибрации подшипников турбины и генератора. Превышение среднеквадратичного значения виброскорости выше 11,2мм/с на двух любых компонентах одной опоры или двух одинаковых компонентов соседних опор с выдержкой времени 2секунды. Одновременное повышение вибрации двух опор одного ротора или смежных опор, либо двух составляющих одной опоры на 1мм/с;
 - 5 Защита по понижению температуры пара перед турбиной. Действует без выдержки времени;
 - 6 Защита по понижению расхода воды на воздухоохладители генератора. Действует с задержкой времени до 5 минут;
 - 7 Защита по внутренним повреждениям генератора. Действует без выдержки времени;
 - 8 Защита по повышению давления в отборе турбины на ПСГ. Действует без выдержки времени;
 - 9 Защита по сигналам на аварийный останов турбины из ЭУЧ ЭГСАР. Действует без выдержки времени;
 - 10 Защита по сигналам неисправности ЭУЧ ЭГСАР. Действует без выдержки времени;
- Локальные защиты:
- 12 Защита по повышению уровня в ПВД. При срабатывании защиты происходит отключение всей группы ПВД;
 - 13 Защита по повышению уровня в конденсатосборнике ПСГ. При срабатывании защиты происходит отключение ПСГ по сетевой воде. Открытие задвижки на байпасе ПСГ по сетевой воде.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности, экологии, эргономики, производственной эстетики должны учитываться при разработке всех разделов выпускной квалификационной работы применительно к решаемой технологической задаче. Однако в данном разделе остановимся на мероприятиях по безопасности жизнедеятельности подробнее, выполнив анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов, а также предложим мероприятия по охране труда, по снижению шумового воздействия, а также мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и их последствий.

8.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные производственные факторы рабочей среды и трудового процесса (ОиВФ и ТП) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОиВФ и ТП.

Выпускная квалификационная работа бакалавра посвящена реконструкции схема подогрева сетевой воды на ТЭЦ-1 города Челябинска. Объект исследования – турбогенератор ст. №7 типа Р-25-29/1,2, расположенный в котлотурбинном цехе станции. Рассмотрим опасные и вредные факторы рабочей среды и трудового процесса, воздействующие на такую категорию производственного персонала, как машинист паровых турбин.

В зоне обслуживания турбин имеют место:

Физические факторы:

- параметры микроклимата: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение от горячих поверхностей;
- повышенный уровень постоянного шума;
- повышенный уровень вибрации;
- инфразвук;
- освещение.

Химические факторы:

- турбинное масло в зоне высоких температур.

Факторы трудового процесса:

- тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузки на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма.

Тяжесть труда характеризуется:

- физической динамической нагрузкой;
- массой поднимаемого и перемещаемого груза;
- напряженность труда – нагрузка преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника;
- сменность труда;

										лист
										71
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

- монотонность труда;
- эмоциональные нагрузки.

4 Травмоопасные факторы:

- возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;
- тепловое излучение от горячих поверхностей паропроводов и паровых турбин;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- повышенное давление теплоносителя;
- разностное расположение оборудования;
- движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов;
- возможность поражения электрическим током.

Аварийно возможные ситуации:

- утечка топлива
- пожар
- разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей.
- аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования;
- халатности обслуживающего персонала;

8.2 Нормирования факторов рабочей среды и трудового процесса.

Организация мероприятий защиты

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах, а именно параметрами микроклимата (температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха, теплового облучения) и составом воздуха, которые определяется спецификой производственной среды. В котлотурбинном цехе ведётся технологический процесс, связанный с сжиганием газообразного топлива и получением пара высоких параметров, что предполагает работу персонала в «нагреваемом микроклимате» и наличие в воздухе рабочей зоны вредных веществ, полученных при сжигании газа: оксиды серы, азота, угарный газ и т. д.

8.2.1 Микроклимат

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

									лист
									72
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

При благоприятных сочетаниях параметров микроклимата человек испытывает состояние теплового комфорта, при неблагоприятных – организм человека стремится сохранить постоянство температуры тела за счет терморегуляции, что может привести к ряду физиологических нарушений.

На основании ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [3] установлены оптимальные метеорологические условия в рабочей зоне (пространство до 2 м над уровнем пола или площадки, где находятся рабочие места).

Работа машиниста паровых турбин по энергозатратам организма относится к категории Ia и Ib (легкий физический труд).

Согласно [3] допустимые величины показателей микроклимата в теплый период года:

- температура воздуха 20-24 °С;
- относительная влажность воздуха 15-75 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,4 м/с.

Допустимые величины показателей микроклимата в холодный период года:

- температура воздуха 23-25 °С;
- относительная влажность воздуха 40-60 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,3 м/с.

Тепловое излучение – электромагнитное излучение, которое испускает вещество, имеющее определенную температуру, за счет своей внутренней энергии. Источниками теплового излучения для человека являются все окружающие поверхности, оборудование с температурой выше температуры тела человека (36—37°С).

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования, не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела и более, 70 Вт/м²– при величине облучаемой поверхности от 25 до 50% и 100 Вт/м²– при облучении не более 25% поверхности тела.

Значительное время человек может переносить нагревание удовлетворительно, ощущая лишь нарастающую слабость. Но так как терморегуляция не безгранична, а при выделении пота организм теряет воду и соли, то кровь густеет, затрудняется работа кровеносной системы. В тяжелых случаях может наступить тепловой удар – резкое, внезапное расстройство нервной системы (обморок). Перегрев тела человека происходит от воздушной среды, а также от стен помещения, оборудования и окружающих предметов. Эти факторы (температура воздуха, влажность, скорость движения воздушного потока, интенсивность теплового облучения) образуют микроклимат на рабочем месте.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия теплового излучения эти тепловыделения должны быть устранены или уменьшены. Излучающие поверхности должны быть покрыты тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью: шамотом, изделиями из диатомитового кирпича, шлаковатой, минеральной ватой

Возможность поражения теплоносителями с высокой температурой возникает в результате неправильного расчета и выбора толщины изоляции, когда

										лист
										73
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

13.03.01.2020.043.11.ПЗ

температура на поверхности изоляции превышает 45 °С, наличия неизолированных частей трубопроводов, технически неграмотной эксплуатации оборудования.

Избыточные тепловыделения создают условия, в которых человеку требуются дополнительные затраты энергии, что приводит к замедленной трудовой активности работающих и снижению производительности труда. При температуре воздуха более 30 °С, и значительном тепловом излучении от нагревательных приборов, наступает нарушение терморегуляции человека, что может привести к перегреву организма. Наблюдается нарастающая слабость, головная боль, шум в ушах, изменение цветового восприятия, тошнота, рвота. В тяжелых случаях наступает тепловой удар.

Нормы на содержание вредных примесей в воздухе рабочей зоны:

– оксид углерода: класс опасности – 4, допустимое значение концентрации – 20 мг/м³;

– оксиды азота в пересчёте на NO₂: класс опасности – 3, допустимое значение концентрации – 5 мг/м³;

– диоксид азота: класс опасности – 3, допустимое значение концентрации – 2 мг/м³;

– углеводороды предельные (C₆-C₁₂), класс опасности – 4, предельно-допустимая концентрация – 300 мг/м³;

– метан, класс опасности – 4, предельно-допустимая концентрация – 7000 мг/м³;

Для нормальной жизнедеятельности человека существенное значение имеет чистый естественный воздух, без примеси пыли, вредных аэрозолей, газов и паров. Повышенная загазованность рабочей зоны приводит к отравлению организма.

8.2.2 Световая среда

Для обеспечения нормальных условий работы все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и некоторые другие участки территории предприятия должны освещаться. Освещение котлотурбинного цеха ТЭЦ-1 удовлетворяет СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*» [14], по которому нормы освещённости составляют 150 лк. В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп. В качестве общего освещения используются лампы ДРЛ 250, а в проходах между турбинами применяют местное освещение – лампы накаливания. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 м применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности.

Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей, оно обеспечивает действия персонала по ликвидации последствий аварий.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

Аварийным освещением оборудованы следующие места:

- проходы (не более 25% нормируемой освещенности)
- водоуказательные и измерительные приборы;
- тепловые щиты;
- вентиляторная и дымососная установки.

В качестве аварийного освещения применяются также лампы накаливания, который должны создавать освещённость не менее 10 лк.

Кроме комбинированного и аварийного освещения предусмотрено также дежурное, охранное и специальное во взрывозащищенном исполнении освещение.

По [14] зрительные работы машиниста паровых турбин относятся к разряду III. В операторской норма 300лк, коэффициент пульсации $K_{II} = 15\%$.

Освещение является одним из важнейших производственных условий работы. Через зрительный аппарат человек получает порядка 90 % информации. От освещения зависит утомление работающего, производительность труда, его безопасность.

При установлении нормы освещенности необходимо учитывать: размер объекта различения (установлено восемь разрядов от 1 до VIII), контраст объекта с фоном и характер фона. На основании этих данных по таблицам [14] определяется норма освещенности VIII– общее наблюдение за ходом производственного процесса: периодическое при периодическом пребывании людей в помещении.

8.2.3 Виброакустические факторы

а) Защита от шума

Источником механического шума в котлотурбинном цехе являются движущие части турбогенераторов, насосы, дымососы, вентиляторы с приводом от электродвигателя, и горелки котельных агрегатов. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих составляющих шумов: магнитный, то есть колебания ротора и статора под действием магнитных сил; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машины. В трубопроводах и насосах может возникнуть кавитация. Кавитационный шум проявляется даже на ранней стадии кавитации. В воздуходувных аппаратах и горелках главной составляющей шума является аэродинамический шум, связанный с турбулентным течением газа или воздуха.

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

Повышенный уровень производственного шума на рабочем месте оказывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		75

производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности» [2], предельно допустимый уровень шума определяется в зависимости от рабочего места и вида трудовой деятельности. Для операторской турбинного отделения допустимый уровень шума составляет – 65 дБА. Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот и уровни звука приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Средства коллективной защиты по отношению к источнику возбуждения шума, снижающие шум на пути его распространения реализуется в применении кожухов на источниках шума. Чтобы ослабить проникающий шум, применяют звукоизолирующие преграды. Чем жестче, массивнее преграда тем труднее привести ее в колебание и тем лучше она изолирует звук. В качестве таких поверхностей используется стальные листы толщиной 0,7-2,0 мм с покрытием из вибродемпфирующей мастики ВД-17-58, снижающие уровень шума с частотной октавой от 63 до 8000 Гц на 20-45 дБ. стекло толщиной 4 мм ослабляет шум на 28 дБ.

Ослабление звука преградой значительно повышается, если ее выполнить из двух или более слоев с воздушными промежутками или прослойками войлока, ваты, поглощающими звук. Слои преграды выполняются жесткими, но не связанными между собой. Пористые материалы – войлок, вата, пемза, ткань, пористая штукатурка и керамика значительно ослабляют силу звука, в особенности высоких тонов при частотах выше 500 Гц.

Для ослабления низкочастотных шумов применяют гибкие панельные конструкции (из фанеры, ткани). При совпадении частот собственных колебаний панели и звуковой волны, т.е. в резонанс, происходит наибольшая потеря звуковой энергии на механические колебания панели. Для этой цели используют перфорированные панели – облицовки. отверстия являются резонаторами. Перфорированные панели с отверстиями Ø 5-8 мм располагаются на расстоянии 80 – 100 мм стены. Шум оценивают по частотной характеристике, обеспечивающей согласование звуков различных уровней и частот с субъективными ощущениями.

Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать не допустимых шумовых явлений.

Вследствие невозможности установки звукоизолирующих перегородок, экранов для людей, которые в силу технологического процесса находятся в цехе, рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты: противошумные вкладыши (беруши).

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала щита управления, последние вынесены в отдельные помещения (будки с двойным остеклением). Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещений щитов управления, а также избежать влияние на показания приборов.

б) Защита от вибрации

Качественные и количественные критерии и показатели неблагоприятного воздействия вибрации на человека-оператора в процессе труда устанавливаются санитарными нормами, правилами и другими нормативными документами.

В производственных условиях длительное воздействие вибрации приводит к различным нарушениям здоровья человека. Общая вибрация оказывает неблагоприятное воздействие на нервную систему, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ. Локальная вибрация вызывает различную степень нервно-мышечных, костно-суставных и других нарушений.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования», для снижения вибрации применяются методы, снижающие параметры по типу ее распространения. Опоры трубопроводов выполняются гибкими с пружинными компенсаторами. Все агрегаты устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от пола и конструкции здания, либо на специальные амортизаторы в виде стальных пружин или упругих прокладок из резины, пробки, битуминизированного войлока. Упругие прокладки и пружины вследствие своей гибкости ослабляют передачу вибрации. Между стенами, несущими балками и каркасом здания так же установлены прокладки для того, чтобы вибрация не передавалась по зданию.

Чтобы вибрация не передавалась через грунт, между фундаментом здания и грунтом выполнен акустический разрыв, т.е. воздушный промежуток шириной не менее 70 мм, заполненный поглощающим звук материалом (войлоком, сухими опилками).

Вибрацию в оборудовании устраняют путем статической и динамической балансировки вращающихся деталей. В резине, войлоке, пробке внутреннее трение очень велико. Приводя материалы с большим внутренним трением в плотное соприкосновение с вибрирующими предметами, ослабляют вибрацию, а вместе с ней и шум.

Такое ослабление вибрации называется демпфированием. Крупное оборудование, вызывающее вибрацию, изолируется матами прошивными, безобкладочными из базальтового супертонкого волокна в несколько слоев с каркасом из сетки. Соударяющиеся детали смазывают вязкими жидкостями, а вибрирующие детали погружают в масляные ванны.

В нашем случае общая вибрация категории 3А. Предельно допустимый уровень – 92 дБ. Для локальной вибрации по оси Х – 112 дБ.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						77
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8.2.4 Тяжесть и напряженность трудового процесса

Монотонная работа отрицательно сказывается на эффективности производства: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность.

При длительной работе, требующей эмоционального напряжения, могут возникнуть заболевания сердечно-сосудистой системы.

8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

8.3.1 Электробезопасность

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Требования по электрической безопасности производственных помещений определяются согласно ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит» [5].

Нормы на допустимые токи и напряжения прикосновения в электроустановках должны устанавливаться в соответствии с предельно допустимыми уровнями воздействия на человека токов и напряжений прикосновения и утверждаться в установленном порядке.

Электробезопасность должна обеспечиваться: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами защиты; организационными и техническими мероприятиями. Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к незащищенным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетоковедущих 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.

Сети электроснабжения прокладываются открыто по стенам в трубе по полу. В качестве аппаратуры защиты и управления используются шкафы управления, предусмотренные комплектно с вентилятором.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение, предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

										лист
										78
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; систему защитных проводов; защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; малое напряжение; контроль изоляции; компенсацию токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты. Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для защиты обслуживающего персонала котлотурбинного цеха от поражения электрическим током предусматривается система защитного заземления и автоматическое отключение питания.

По электробезопасности помещение КТЦ относится к категории помещений с повышенной опасностью, потому что обладает признаками I группы электроопасности: наличие высокой температуры, влажности, проводящих полов (металлические, железобетонные).

В цехе находится электрооборудование, каждое из которых имеет свою категорию:

1 категория: электроника (защищенное электрооборудование, оборудование присоединенное к цепям).

2 категория: однофазные подключаемые нагрузки, розетки и длинные отводы.

3 категория: трехфазное энергосбережение, в том числе однофазные линии освещения.

4 категория: любые воздушные линии.

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний, установленных Министерством здравоохранения. Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

– назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;

– оформление наряда или распоряжения на производство работ;

– осуществление допуска к проведению работ;

– организация надзора за проведением работ; оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места; установление рациональных режимов труда и отдыха.

Конкретные перечни работ, которые должны выполняться по наряду или распоряжению, следует устанавливать в отраслевой нормативной документации.

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках следует выполнять следующие мероприятия:

– отключение установки (части установки) от источника питания;

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						79
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- проверку отсутствия напряжения;
- механическое запираание приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);
- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

8.3.2 Пожаровзрывобезопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями. Требования пожарной безопасности должны соответствовать НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [8], а также Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года) [17].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять следующие задачи:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на:

- организационные;
- технические;
- режимные;
- эксплуатационные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно – технических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						80
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

К техническим мероприятиям относятся, соблюдение противопожарных правил, норм проектирования, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Мероприятия режимного характера – это запрещение курения в не установленных местах, производства сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и т.д.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

Согласно НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» котлотурбинный цех относится по степени пожарной опасности к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А.

Температуры, скорости газов и жидкостей выбраны исходя из требований технологического процесса, в местах соприкосновения металлических частей электрических машин с фундаментом установлены диэлектрические прокладки.

Изоляцию токоведущих частей выбирают с повышенной стойкостью против сырости и химических взаимодействий. вращающиеся части, которые могут вызвать искрение при случайном задевании за другие части, изготавливают из цветного металла, либо защищают взрывопожирающей оболочкой.

Включатели, нормально искрящие по условиям работы, удаляют от мест скопления горючих материалов или выносят за пределы помещений. Силовое электрооборудование, приборы, аппараты и проводки защищают от химических воздействий, а также сырости. Приборы выбирают в пыленепроницаемом исполнении, электропроводки выполняются защищенными проводами типа ВРГ или СРГ в трубах.

Газопроводы оборудуют водяными затворами или пламяпреградителями для защиты от попадания взрывной волны или пламени со стороны сети потребления, а также от проникновения кислорода.

Помещения построено таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого устанавливают прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех направлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям.

Важную роль в пожарной безопасности помещения имеют эвакуационные и аварийные выходы. Выходы являются эвакуационными, если они ведут:

- а) из помещений первого этажа наружу: непосредственно; через коридор; через лестничную клетку; через коридор и лестничную клетку;
- б) из помещений любого этажа, кроме первого: непосредственно в лестничную клетку; в коридор, ведущий непосредственно в лестничную клетку или на лестницу; в холл (фойе), имеющий выход непосредственно в лестничную клетку;
- в) в соседнее помещение на том же этаже, обеспеченное выходами, указанными в пункте а) и б).

						13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			81

Выходы не являются эвакуационными, если в их проемах установлены раздвижные и подъемно-опускные двери и ворота, ворота для железнодорожного подвижного состава, вращающиеся двери и турникеты.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивают возможность быстрой эвакуации при возникновении аварийной ситуации. Двери эвакуационных выходов и другие двери на путях эвакуации должны открываться по направлению выхода из здания и не должны иметь запоров, препятствующих их свободному открыванию изнутри без ключа.

Выходы, не отвечающие требованиям, предъявляемым к эвакуационным выходам, рассматриваются как аварийные и предусматриваются для повышения безопасности людей при пожаре. Аварийные выходы не учитываются при эвакуации в случае пожара. К аварийным выходам относятся:

а) выход на открытый балкон или лоджию с глухим простенком не менее 1,2 м от торца балкона (лоджии) до оконного проема (остекленной двери) или не менее 1,6 м между остекленными проемами, выходящими на балкон (лоджию);

б) выход на открытый переход шириной не менее 0,6 м, ведущий в смежную секцию здания класса Ф1.3 или в смежный пожарный отсек через воздушную зону;

в) выход на балкон или лоджию, оборудованные наружной лестницей, поэтажно соединяющей балконы или лоджии;

г) выход непосредственно наружу из помещений с отметкой чистого пола не ниже -4,5 м и не выше + 5,0 м через окно или дверь с размерами не менее 0,75x1,5 м, а также через люк размерами не менее 0,6x0,8 м; при этом выход через приямок должен быть оборудован лестницей в приямок, а выход через люк лестницей в помещении; уклон этих лестниц не нормируется;

д) выход на кровлю здания I, II и III степеней огнестойкости классов С0 и С1 через окно, дверь или люк с размерами и лестницей по «г».

В качестве аварийных выходов будем считать выходы через окна.

Применение сигнальных цветов и знаков пожарной безопасности обязательно для организаций независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности на всей территории Российской Федерации. В качестве сигнальных цветов используются красный, желтый, синий и зеленый, для усиления зрительного восприятия которых должны применяться контрастные цвета - черный и белый. Красный сигнальный цвет применяют для: обозначения различных видов пожарной техники и ее элементов; обозначения знаков пожарной безопасности, содержащих информацию о месте нахождения средств пожаротушения, спасания людей при пожаре, включения установок (систем) пожарной автоматики и т.п., а также мест нахождения водоисточников; окантовки пожарных щитов белого цвета, нанесенного непосредственно на вертикальную конструкцию (стену) с устройствами для крепления пожарного инвентаря, обозначения участков (зон), которые запрещается чем-либо загромождать. Обозначение выполняется окантовкой границ таких участков (зон) или заполнением соответствующих площадей этих участков (зон) наклонными под углом 45-60° полосами красного сигнального цвета шириной от 50 до 200 мм.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		82

Желтый сигнальный цвет применяют для фона знаков треугольной формы "Внимание! Будь осторожен!" в целях предупреждения возникновения пожара.

Зеленый сигнальный цвет используют для: фона знаков, имеющих форму квадрата или прямоугольника, используемых для обозначения путей эвакуации и эвакуационных выходов; обозначения выходов на световых табло с белой надписью "Выход" или светильников.

Для предупреждения образования взрывоопасных газоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Для тушения пожара предусмотрены следующие системы:

- система водяного пожаротушения закольцованная по цеху (пожарные гидранты);
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);
- углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования.

8.4 Эргономика и производственная эстетика рабочего места

Постоянные рабочие места оперативного персонала (диспетчеров) находятся на существующих щитах управления (главный и групповой). Места оборудованы в соответствии с требованиями НТД по освещению, шуму, вентиляции и кондиционированию.

Конструкция рабочего места обеспечивает удобную рабочую позу человека, что достигается регулированием положения рабочего кресла, устойчивое положение и свободу движений работающего, безопасность выполнения трудовых операций. Рабочее место имеет достаточную освещенность, которая соответствует нормам.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивают возможность быстрой эвакуации при возникновении аварийной ситуации.

Постоянные рабочие места в турбинном отделении, в электротехнических помещениях, помещениях сборок задвижек отсутствуют. Вход в эти помещения разрешен только специально обученному оперативному и ремонтному персоналу.

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассматривается реконструкция схемы подогрева сетевой воды на ТЭЦ-1 города Челябинска.

В существующей схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 сетевая вода проходит первую ступень подогрева в конденсаторах ТГ-7,8, затем направляется на вторую ступень подогрева – бойлерную установку №2, питающуюся паром отпительного отбора ТГ-5, и далее идет на пиковые водогрейные котлы.

После окончания строительства ГТУ-10,11 и изменения электрической схемы в схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 отсутствует вторая ступень подогрева и догрев сетевой воды приходится переносить на ПВК. То есть при работающих ГТУ-10,11 работа ТГ-5 невозможна.

Предлагается для надежной работы конденсаторов и увеличения отпуска тепла в когенерационном режиме выполнить подвод отработанного пара ТГ-7 на БУ-2.

В планируемой тепловой схеме не предусматривается параллельная работа турбины ст. №7 с другими турбинами станции по пароснабжению потребителя пара – бойлерной установки №2.

Для принятия решения по реконструкции необходимо провести оценочные расчеты данного проекта по внедрению представленных в ВКР предложений. Раздел «Экономика и управление» и необходим для проведения экономического обоснования реконструкции схемы подогрева сетевой воды, выявления стоимостных и качественных показателей предлагаемого решения. Эти расчеты приведены ниже. При реконструкции расчет экономической эффективности проводится методом срока окупаемости. Кроме того экономический эффект от реконструкции схемы подогрева сетевой воды достигается улучшением надежности работы технологической схемы.

9.1 Техничко-экономический расчет реконструкции схемы подогрева сетевой воды ЧТЭЦ-1

В данном подразделе выпускной квалификационной работе определим капитальные затраты на реконструкцию, рассчитаем экономию текущих затрат при внедрении последовательной схемы и вычислим срок окупаемости предлагаемого решения.

9.1.1 Смета капитальных затрат на реконструкцию схемы подогрева сетевой воды

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (9.1):

$$K = K_M + K_{\text{матер}} + K_{\text{псд}} + K_{\text{пнр}} + K_{\text{тр}}, \quad (9.1)$$

где K_M – затраты на монтажные и прочие работы по реконструкции, тыс. руб.;

$K_{\text{матер}}$ – стоимость материалов (трубопроводов, металлоконструкций), тыс. руб.;

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		84

$K_{псд}$ – затраты на выполнение проектно-сметной документации предлагаемой реконструкции, тыс. руб.;

$K_{пнр}$ – затраты на проведение пуско-наладочных работ и тепловых испытаний, тыс. руб.;

$K_{тр}$ – транспортные расходы, тыс. руб.

Смету капитальных затрат по данным предварительной сметы сметного отдела ЧТЭЦ-1 на реконструкцию схемы подогрева сетевой воды представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат на реконструкцию схемы подогрева сетевой воды

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Монтажные и прочие работы	2 500
Стоимость материалов (трубопроводов, металлоконструкций)	2 400
Затраты на выполнение проектно-сметной документации	500
Затраты на проведение пуско-наладочных работ и тепловых испытаний	1 000
Транспортные расходы	100
Итого:	6 500

$$K = 2500 + 2400 + 500 + 1000 + 100 = 6500 \text{ тыс. руб.}$$

9.1.2 Расчет экономии текущих затрат

Через конденсаторы ТГ-7,8 идет по 3200 т/ч воды при максимально возможном давлении отработавшего пара 1,4 ата температура насыщения составляет 104,8 °С, при фактическом температурном напоре 20 °С максимально возможная температура сетевой воды за ТГ-7,8 составляет 84,8 °С.

Соответственно при сравнении работы предлагаемой последовательной схемы с существующей параллельной необходим догрев сетевой воды в пиковой водогрейной котельной (ПВК) на величину до 94,8 °С или на 10 °С, что соответствует 64 Гкал/ч тепловой нагрузки ПВК.

Номинальный расход газа на водогрейном котле ПТВМ-100, установленном на ПВК в соответствии с паспортными данными котельного агрегата, составляет 14,4 тыс. м³/ч на номинальную нагрузку, для отпуска тепла в объеме $Q_{ПВК}=64$ Гкал/ч потребуется 9,2 тыс. м³/ч или 10,5 т/ч. Удельный расход условного топлива на отпуск тепла от ПВК определяется по формуле (9.2):

$$b_{тз}^{ПВК} = \frac{B_{ум}^{ПВК}}{Q_{от}^{ПВК}} \cdot 1000 \quad (9.2)$$

$$b_{мэ}^{ПВК} = \frac{10,5}{64} \cdot 1000 = 164,1 \text{ кг/Гкал.}$$

Фактический удельный расход условного топлива на отпуск тепла от турбин составляет $b_{мэ}^{ТГ} = 134,1$ кг/Гкал. Тогда экономия топлива определяется по формуле (9.3):

$$\Delta B_{мэ} = \frac{(b_{мэ}^{ПВК} - b_{мэ}^{ТГ})}{1000} \cdot Q_{ПВК} \quad (9.3)$$

$$\Delta B_{мэ} = \frac{(164,1 - 134,1)}{1000} \cdot 64 = 1,92 \text{ туг/ч.}$$

При фактической стоимости условного топлива на ТЭЦ-1 города Челябинска, которая составляет $C_{ут} = 3225$ руб/туг[43] часовая экономия топлива от внедрения последовательной схемы определяется по формуле (9.4):

$$\mathcal{E} = \frac{C_{ут} \cdot \Delta B_{мэ}}{1000} \quad (9.4)$$

$$\mathcal{E} = \frac{3225 \cdot 1,92}{1000} = 6,2 \text{ тыс.руб/ч.}$$

Согласно утвержденному температурному графику температура наружного воздуха, соответствующая температуре сетевой воды, равной 85°C , соответствует -6°C , по длительности стояния температур ниже -6°C в отопительный период составляет $\tau = 1570$ часов в отопительный период[12]. Годовая экономия текущих затрат составит (9.5):

$$\Delta И = \tau \cdot \mathcal{E} \quad (9.5)$$

$$\Delta И = 1570 \cdot 6,2 = 9734 \text{ тыс. руб/год.}$$

9.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции схемы подогрева сетевой воды

Экономическая целесообразность проекта реконструкции схемы подогрева сетевой воды определяется методом срока окупаемости. Срок окупаемости проекта определяется по формуле (9.6):

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta И}, \quad (9.6)$$

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						86
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$T_{ок} = \frac{6500}{9734} = 0,7 \text{ года} \approx 8 \text{ месяцев.}$$

Рассчитаем общий годовой экономический эффект \mathcal{E}_r от реализации проекта реконструкции подогрева сетевой воды по формуле (9.7):

$$\mathcal{E}_r = \Delta I + E_n K \quad (9.7)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности единовременных (капитальных) инвестиций (вложений). Принимается в учебных расчетах с учетом среднегодовой инфляции и риска проекта в зависимости от метода совершенствования объекта ВКР для методов реконструкции и технического перевооружения $E_n = 0,15$.

$$\mathcal{E}_r = 9734 + 0,15 \cdot 6500 = 10\,709 \text{ тыс. руб./год.}$$

Срок окупаемости проекта 0,7 года (или 8 мес.), что не превышает нормативного срока окупаемости для проектов реконструкции (5 лет), поэтому предлагаемое решение является экономически выгодным и может быть принято к реализации.

9.2 SWOT – анализ реализации проекта реконструкции подогрева сетевой воды ЧТЭЦ-1

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды).

- Сильные стороны (Strengths) — преимущества предприятия;
- Слабые стороны (Weaknesses) — недостатки предприятия;
- Возможности (Opportunities) — факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
- Угрозы (Threats) — факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Сравнительный анализ проекта осуществляется методом SWOT, т.е. составляются 4 матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O), угрозы (T) каждой культуры на предприятии (оценка внешних и внутренних факторов)[18].

Произведем SWOT-анализ для двух вариантов: последовательная схема работы (после реконструкции), и параллельная схема работы (существующая, без проведения реконструкции) .SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 9.2.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
						87
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 9.2 – SWOT-анализ последовательной схемы

<p>S: – быстрый срок окупаемости; – надежная работа конденсаторов; – увеличение отпуска тепла в когенерационном режиме; – экономия топлива; – появление возможности работы турбогенератора ТГ-5 при работающих ГТУ-10,11. – эффективная выработка тепловой и электрической энергии.</p>	<p>W: – необходимость капитальных затрат; – останов части оборудования для проведения монтажа;</p>
<p>O: – спрос на тепловую и электрическую энергию.</p>	<p>T: – нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов и строительства; – рост цен на топливо.</p>

SWOT-анализ для второго варианта – параллельной схемы без проведения реконструкции, представлен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – SWOT-анализ параллельной схемы

<p>S: – опыт работы с существующей схемой; – отсутствие затрат на разработку проектно-сметной документации, монтажные и прочие работы, стоимость материалов и т.д.</p>	<p>W: – невозможность работы турбогенератора ТГ-5 при работающих ГТУ-10,11; – отсутствие второй ступени подогрева и догрев сетевой воды приходится переносить на ПВК; – отсутствие резерва нагрузки на конденсаторах; после внедрения проекта «Переброска тепловой нагрузки с ЧТЭЦ-1 на ЧТЭЦ-2» на Челябинской ТЭЦ-1 остался расход сетевой воды в объеме 6 400 т/ч с учетом собственных нужд;</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Окончание таблицы 9.3

	– снижение эффективности работы и увеличенный расход топлива;
О: – устойчивый спрос на тепловую и электрическую энергию.	Т:– нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов и строительства;

Вывод: реконструкция схемы подогрева сетевой воды Челябинской ТЭЦ-1 путем подвода отработанного пара с турбогенератора ТГ-7 на бойлерную остановку БУ-2 и внедрения последовательной схемы является наиболее выгодным вариантом и позволяет более эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

9.3 Планирование целей предприятия и проекта

9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания

Модель пирамиды необходима для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Она может быть построена по логической схеме: идеальное видение будущего состояния предприятия – миссия (реальное предназначение в настоящем времени) – иерархия целей по уровням системы управления, организованная по принципу SMART – стратегии реализации целей – планы осуществления стратегий – задачи и действия. Формулировки целевых установок должны быть направлены на снижение остроты проблем, учитывать сильные стороны выбранного варианта технического решения, выявленные возможности и угрозы при его реализации.

Определение цели проекта (исследования) соответствует начальной части формулировки темы по объектам: реконструкция схемы подогрева сетевой воды ТЭЦ-1 города Челябинска.

Определение предмета исследования: турбогенератор ТГ-7 типа Р-25-29/1,2 Челябинской ТЭЦ-1.

В формулировках целей и стратегий следует использовать названия методов и выбранных технических решений. В определении видения целесообразно учесть основополагающую идею совершенствования процессов энергосбережения при использовании моделей и методов, выбранных технических решений [18].

Пирамида целеполагания ТЭЦ-1 представлена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Модель пирамиды целеполагания ТЭЦ-1

9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Формулировки целей должны соответствовать принципам SMART, то есть отражать специфику темы проекта, измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени.

Построение дерева целей начинается с формирования главной цели. Каждую цель более высокого уровня можно представить как самостоятельную систему,

включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей. Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней.

Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [18].

На рисунке 9.2 представлена модель дерева целей проекта реконструкции схемы подогрева сетевой воды Челябинской ТЭЦ-1 путем подвода отработанного пара с турбогенератора ТГ-7 на бойлерную остановку БУ-2 и внедрения последовательной схемы.

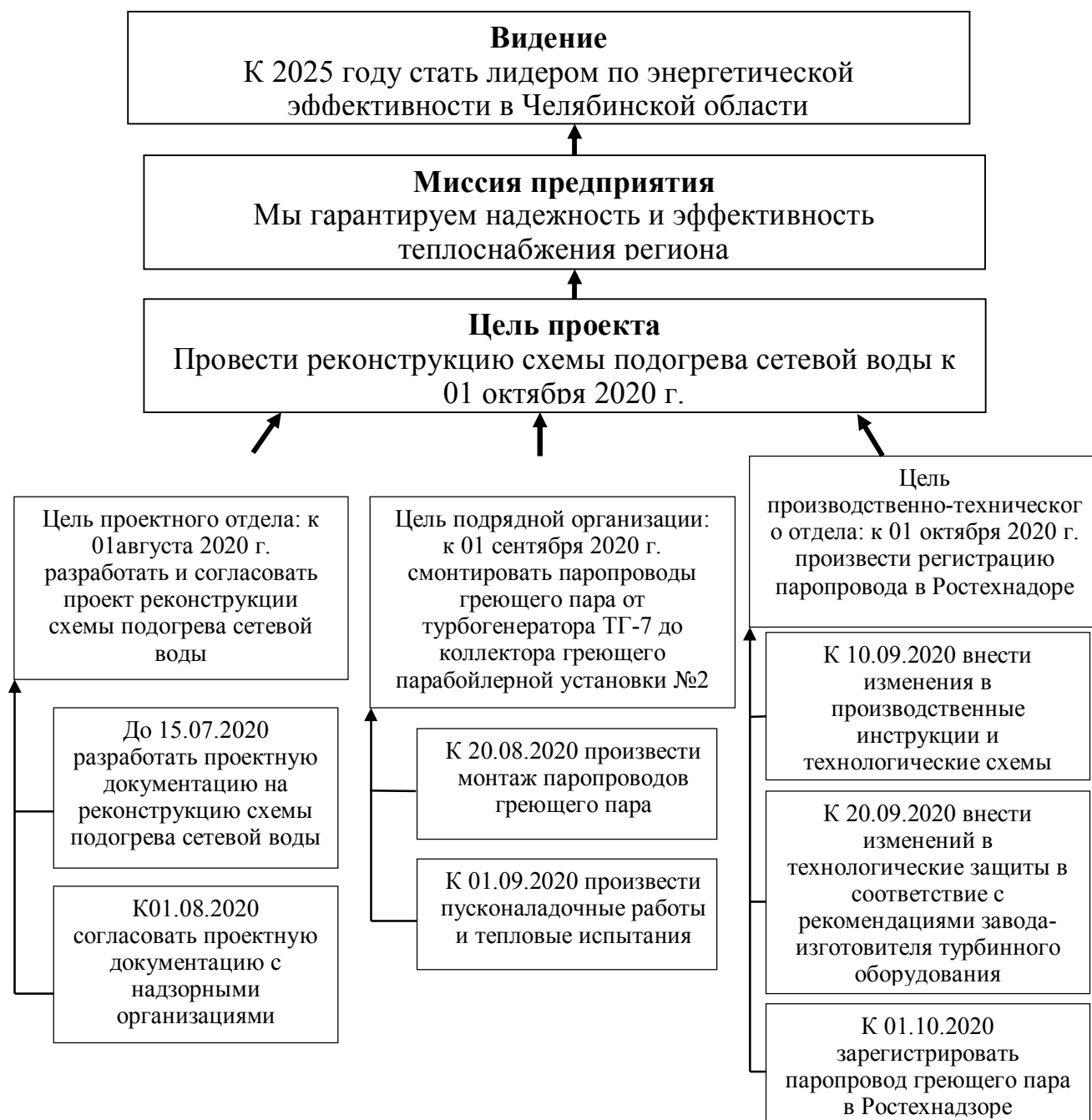


Рисунок 9.2 – Модель дерева целей проекта

9.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта

Соотношение воздействий движущих сил реализации цели проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, необходимо показать на схеме их дисбаланса. Для этого формулируются силы как действия внешних и внутренних факторов, отдельных заинтересованных лиц, способствующие или препятствующие достижению цели проекта.

Конкретное соотношение сил характеризует дисбаланс интересов лиц, внешних и внутренних факторов, оказывающих воздействие на стабильность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития при реализации проекта [18].

Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих сил представлено на рисунке 9.3.

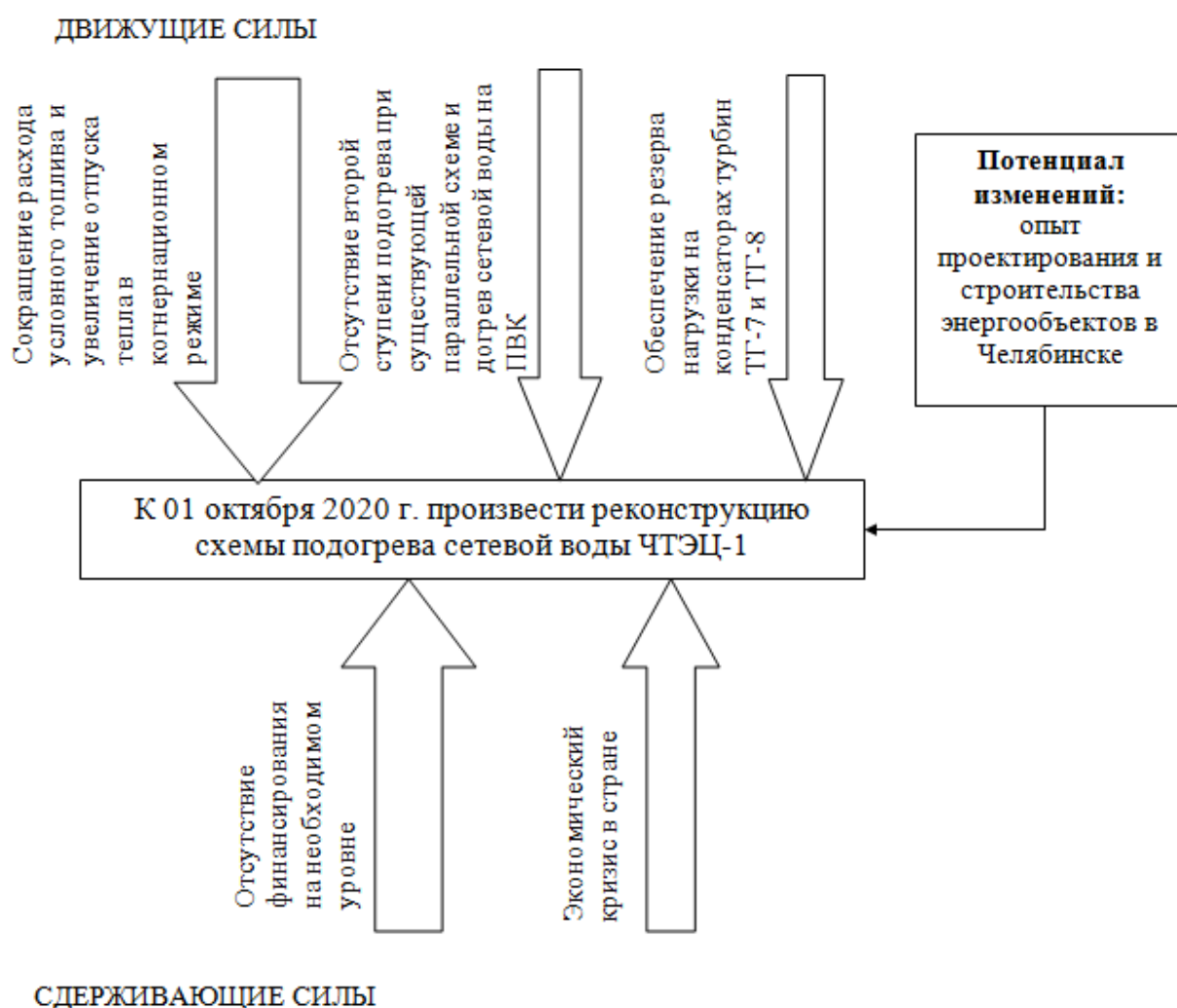


Рисунок 9.3 – Поле сил К. Левина

Основной движущей силой для проведения реконструкции схемы подогрева сетевой воды ЧТЭЦ-1 является сокращение расхода условного топлива и увеличение отпуска тепла в когенерационном режиме. Существующая схема подогрева

сетевой воды после ввода нового корпуса с установкой газотурбинных установок перестала работать эффективно, а это подрывает миссию предприятия ТЭЦ-1 о надежности и эффективности теплоснабжения. Она оказывает сильное воздействие. Еще одной важной движущей силой является отсутствие второй ступени подогрева при существующей параллельной схеме и догрев сетевой воды на ПВК. Проведение реконструкции решит эту проблему, Она оказывает среднее воздействие. Реконструкция также сможет обеспечить резерв нагрузки на конденсаторах турбин ТГ-7 и ТГ-8, что является немаловажным фактором – это слабая движущая сила.

Проект реконструкции схемы подогрева сетевой воды имеет, к сожалению, и сдерживающие силы:

1. недостаточное финансирование проекта – влияние сильное, так как при отсутствии необходимых денежных средств проведение реконструкции невозможно;

2. экономический кризис в стране – влияние среднее, так как он может привести к обесцениванию денег и росту инфляции.

Потенциал изменений – опыт проектирования и строительства энергообъектов в Челябинске.

Вывод: движущие силы преобладают над сдерживающими. Это означает, что проект может быть реализован.

9.3.4 Ленточный график Ганта

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

График Ганта позволяет:

– визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;

– сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;

– детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

График Ганта по реконструкции схемы подогрева сетевой воды Челябинской ТЭЦ-1 путем подвода отработанного пара с турбогенератора ТГ-7 на бойлерную остановку БУ-2 и внедрения последовательной схемы представлен в приложении А (рисунок А.1.).

										лист
										93
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.043.11.ПЗ					

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра была предложена реконструкция схемы подогрева сетевой воды на ТЭЦ-1 города Челябинска.

В существующей схеме отпуска тепла Челябинской ТЭЦ-1 отсутствует вторая ступень подогрева сетевой воды и ее догрев приходится переносить на пиковую водогрейную котельную. То есть при работающих газотурбинных установках ГТУ-10,11 работа турбогенератора ТГ-5 не возможна. Кроме того остается расход сетевой воды в объеме 6 400 т/ч с учетом собственных нужд. В настоящее время турбогенераторы ТГ-7 и ТГ-8 работают в параллельном режиме с расходом сетевой воды через конденсаторы по 3200 т/ч. Номинальный расход воды через конденсатор ТГ-7 или ТГ-8 составляет 5000 т/ч.

Предлагалось для надежной работы конденсаторов и увеличения отпуска тепла в когенерационном режиме выполнить подвод отработанного пара ТГ-7 на бойлерную установку БУ-2.

Задачами работы были:

- изучение существующей схемы и оборудования Челябинской ТЭЦ-1;
- предложение схемы реконструкции и расчет энергоэффективности предложенной схемы;
- выполнение теплового расчета турбины, рассматриваемой в работе;
- выполнение ряда технических расчетов;
- технико-экономическое обоснование разработки предложенной схемы.

Объектом работы являлся турбогенератор ст. №7 типа Р-25-29/1,2 ЧТЭЦ-1 – это паровая турбина, изготовленная УТМЗ с параметрами острого пара Р=29 атм, Т=400 °С с параметрами теплофикационного отбора (выхлоп ЦВД) Р=1,2 атм.

В работе также было проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области усовершенствования паровых турбин. Эти разработки были внедрены в последние 20 лет за рубежом, на основе предложений большинство из которых сделали еще советские ученые 30—35 лет назад, но отечественное турбостроение к ним оказалось невосприимчивым.

В разделе энергосбережения был описан комплекс мероприятий, направленных как на предотвращение или ограничение потерь энергии, так и на обеспечение ее рационального использования.

В научной части ВКР было проведено исследование влияния материала трубок на коэффициент теплоотдачи и эффективность работы бойлерной установки БУ-2 типа БО-550-3М. Так как коэффициент теплопередачи прямо пропорционален тепловой нагрузке бойлера, то при изменении материала трубок со стальные на латунные, нагрузка увеличилась на 5,3 %.

В разделе «Вопросы экологии» было оценено воздействие объекта реконструкции на окружающую среду, рассмотрена санитарно-защитная зона предприятия, а также мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		94

В разделе Автоматики и КИП были рассмотрены основные принципы автоматизации турбин, виды систем автоматического регулирования (САР), разработана функциональная схема автоматического контроля и регулирования турбины Р-25-29/1,2. Для управления технологическими процессами на рассматриваемой турбине была установлена и включена в работу система АСУТП, так называемая автоматическая система управления технологическим процессом турбогенератора.

В разделе БЖД было оценено и нормировано влияние потенциально опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены общие требования безопасности производственных процессов и оборудования, требования электро- и пожаровзрывоопасности, вопросы эргономики и производственной эстетики рабочего места.

В экономико-управленческом разделе ВКР были проведены оценочные расчеты по внедрению представленных в ВКР предложений и экономическое обоснование реконструкции схемы подогрева сетевой воды, выявления стоимостных и качественных показателей предлагаемого решения. Расчет экономической эффективности проводился методом срока окупаемости, который составил приблизительно 8 месяцев. Также были оценены движущие и сдерживающие силы, составлен график Ганта, пирамида целеполагания, SWOT-анализ.

Таким образом, цель работы достигнута, задачи – решены.

Результаты работы рекомендованы к использованию для разработки и внедрения проекта реконструкции схемы подогрева сетевой воды на Челябинской ТЭЦ-1.

					<i>13.03.01.2020.043.11.ПЗ</i>	<i>лист</i>
						95
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2015.

2 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 2014.

3 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988.

4 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1990.

5 ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ ССБТ И – 1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит. – М.:ИПК Изд-во стандартов, 2009.

6 ГОСТ 21.404-85. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 1986-01-01. – М.: Стандартиформ, 2007.

7 ГОСТ Р 31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Общие положения. – М.: Стандартиформ, 2019.

8 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 2003-08-01. – М.: Стандартиформ, 2003.

9 ПУЭ. Правила устройства электроустановок. – Утв. Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204.

10 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – М.: Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. Новая редакция, 2008;

11 СНИП 3.05.06-85. Электротехнические устройства. – Введ. 1988. М.: Госстрой СССР.

12 СНИП 23-01-99*. Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. – М.: ГУП ЦПП, 2005.

13 СП 2.2.1.1312-03. Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. – М.: Миндрав России, 2003;

14 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95*. – Введ. 2017-05-08. – М.: Минстрой России, 2017.

15 СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.

16 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.

					13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		96

17 Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года). – Принят Государственной Думой 4 июля 2008 года – 2008.

18 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

19 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

20 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара / А. А. Александров, Б. А. Григорьев – М.: Изд-во МЭИ, 2006;

21 Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов/ А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2001;

22 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок / А.Е. Булкин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009, 508 с;

23 Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий, – М.: КноРус, 2011;

24 Ведерникова, М. И. Расчет пластинчатых теплообменников: Методические указания (для курсового и диплом. проектирования) для студентов очной и заоч. форм обучения / М. И. Ведерникова, В. С. Таланкин ; Урал. гос. лесотехн. ун-т. – Екатеринбург : УГЛТУ, 2008. – 29 с.

25 Грибанов, А.И. Защита окружающей среды при работе теплоэнергетических систем: курс лекций для студентов специальности 1007 «Промышленная теплоэнергетика» (2-я часть) / А.И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2001

26 Григорьев, В.И. Справочник энергетика / В.И. Григорьев. М: Колосс, 2006;

27 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с.

28 Девисилов, В.А. Охрана труда: учебник / В.А. Девисилов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ, 2009. – 496 с.;

29 Иванова, Г.М. Теплотехнические измерения и приборы / Г. М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 460 с.

30 Нормирование и снижение загрязнения окружающей среды: учебник / под ред. Я. Д. Вишнякова. – М.: Академия, 2015. – 368 с.: ил.

31 Основы современной энергетики: учебник для студентов ВУЗов в 2 т. / под общ. ред. Е. В. Аметистова, – 6-е изд. перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

32 Паровые и газовые турбины для электростанций / А.Д. Трухний, В. В. Фролов, А. Г. Костюк, А. Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. 556 с;

33 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для вузов / Г. П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009, 352 с;

34 Расчет показателей работы электростанции: методические указания для студентов направления 550900 "Теплоэнергетика", специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки» / сост. А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд. ТПУ, 2001;

35 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов / П.В. Росляков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.- 336 с.: ил;

36 Сазанов, Б. В. Промышленные теплоэнергетические установки и системы : учебное пособие для вузов / Б.В. Сазанов. – МЭИ, 2014.

37 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов вузов/ В. С.Самсонов, М. А. Вяткин.– М.: Высшая школа, 2007.

38 Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов/ Е.Я. Соколов.– 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2009.

39 Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л.С. Стерман, Л.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 464с;

40 Теплообменные аппараты ТЭС. В 2 книгах. Книга 1. / А.З. Даминов, Ю.А. Кирсанов, Н. Н. Ковальногов и др. – М.:Издательский дом МЭИ, 2010, 491 с;

41 Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий / под ред. Голубкова Б.Н. – М.: Энергоатомиздат, 2008;

42 Шишмарев В. Ю. Автоматизация технологических процессов: учебник для вузов / В. Ю. Шишмарев. – М.: Академия, 2016, 352 с.

43 Официальный сайт ОАО «Фортум». - <http://www.fortum.ru>.

44 Современная теплоэнергетика. Сравнительный анализ технического уровня отечественных и зарубежных паровых турбин. – <http://lib.rosenergосervis.ru/sovremennaya-teploenergetika.html?start=48>;

45 Тарифы на газ, электроэнергию и воду за 2018 г для предприятий. – URL.: <http://www.forexcity.ru/information/zhkh/%D1%81helyabinsk.html>.

						13.03.01.2020.043.11.ПЗ	лист
							98
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

ПРИЛОЖЕНИЕ А
График Ганта по реализации целей проекта

Работы по проекту	Исполнитель	Кол-во исполнителей	Продолжительность 2020 г., мес.																	
			Июнь	Июль	Август	Сентябрь														
Разработка проектной документации на реконструкцию схемы подогрева сетевой воды	Проектный отдел	3	■	■	■															
Согласование проектной документации с надзорными организациями	Главный инженер проекта	1																		
Выполнение монтажа паропроводов греющего пара	Подрядная организация	7																		
Проведение пусконаладочных работ и тепловых испытаний	Подрядная организация	4																		
Внесение изменений в производственные инструкции и технологические схемы	Производственно-технический отдел	2																		
Внесение изменений в технологические защиты в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя турбинного оборудования	Производственно-технический отдел	3																		
Регистрация паропровода греющего пара в Ростехнадзоре	Руководитель производственно-технического отдела	1																		

Рисунок А.1 – График Ганта по реализации целей проекта