

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

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА

Рецензент, директор
Аргаяшской ТЭЦ

_____/С.В. Старостин/
« ____ » _____ 2020г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»
к.т.н., доцент

_____/К.В. Осинцев /
« ____ » _____ 2020г.

М.П.

**Модернизация КТЦ ПАО «Фортум» филиал Аргаяшская ТЭЦ путем
замены турбины К-55-90/2 на ПТ-60/65-8,8**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА**

ЮУрГУ–13.03.01.2020.433.10 ПЗ ВКР

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

_____/И.П.Палатинская
« ____ » _____ 2020г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____/С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2020г.

Автор работы,
студент группы ПЗ – 579

_____/В.В.Мухаметгалин
« ____ » _____ 2020г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____/Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2020г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____/Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2020г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Мухаметгалин В.В. Модернизация КТЦ ПАО «Фортум» филиал Аргаяшской ТЭЦ путем замены турбины К-55-90/2 на ПТ-60/65-8,8. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-579; 2020, 112 с., 6 ил., библиогр. список – 49 наим., 8 листов чертежей ф. А1., 1 демонстрационный лист ф.А1

На Аргаяшской ТЭЦ п.Новогорный было принято решение вывести из эксплуатации существующее морально изношенное и устаревшее оборудование - конденсационную турбину К-55-90/2.

Целью выпускной квалификационной работы (ВКР) является предложение схемы реконструкции Аргаяшской ТЭЦ для работы более современного оборудования на основе паровой турбины ПТ-60/65-8.8.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, глав в количестве 9 штук, заключения, библиографического списка и приложения.

Во введении рассмотрены возможности реконструкции КТЦ Аргаяшской ТЭЦ ПАО «Фортум».

Во второй главе проведен обзор литературных источников.

В третьей главе выполнено сопоставление отечественных и зарубежных современных технологий, и решений в области совершенствования паровых турбин.

В четвертой главе введется модернизация КТЦ Аргаяшской ТЭЦ путем установки турбины ПТ-60/65-8,8.

В пятой главе рассматривается энергосбережение.

В шестой главе рассмотрены вопросы экологии.

В седьмой главе автоматизация – измерительные приборы, защита и автоматика.

В восьмой главе рассматривается экономика и управление.

В девятой главе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности.

Системы автоматического проектирования выполнены на 8-ми листах формата А1 с применением AutoCAD – графическая часть.

					<i>Модернизация ЖТЭЦ</i>			
					<i>13.03.01.2020.433.10 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	<i>Мухаметгалин В.В.</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>							
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>							
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>							
<i>Модернизация КТЦ ПАО «Фортум» филиал Аргаяшской ТЭЦ путем замены турбины К-55-90/2 на ПТ-60/65-8,8</i>					<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>
					<i>ЮУрГУ</i>			
					<i>Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>			

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ КТЦ АРГАЯШСКОЙ ТЭЦ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Т-60/65- 8,8.....	8
1.1 Характеристика существующего положения на Аргаяшской ТЭЦ	8
1.2 Генеральный план предприятия	11
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	15
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН	16
4 МОДЕРНИЗАЦИЯ КТЦ АРГАЯШСКОЙ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60/65-8,8.....	19
4.1 Конструктивные характеристики паровой турбины ПТ-60/65-8,8.....	19
4.2 Основные параметры и характеристики паровой турбины ПТ-60/65-8,8.....	22
4.3 Тепловой расчет турбины ПТ-60/65-8,8.....	24
4.3.1 Расчет регулирующей ступени	24
4.3.2 Распределение теплоперепада по ступеням давления. Определение числа нерегулируемых ступеней	33
4.3.3 Тепловой расчёт первой нерегулируемой ступени	37
4.3.4 Тепловой расчёт второй нерегулируемой ступени	46
4.3.5 Тепловой расчёт последней нерегулируемой ступени.....	51
4.4 Расчет осевого усилия на ротор турбины в пределах одной ступени	56
4.5 Механические расчеты элементов турбины	57
4.5.1 Расчет рабочей лопатки на растяжение	58
4.6 Тепловой расчет сетевого подогревателя	60
4.7 Конструкторский расчет подогревателя	65
4.8 Расчет технико-экономических показателей работы турбоагрегата Т-60/65- 8,8 и вспомогательного оборудования.....	65
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	71
6.1 Оценка воздействия на окружающую среду и условия жизни населения	71
6.2 Качество атмосферного воздуха.....	71
6.3 Потребность в ресурсах на период строительства	72
6.4 Обоснование принятого размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ)	72
6.5 Оценка воздействия на воздушную среду	73
6.6 Мероприятия по охране атмосферы.....	74
6.7 Водопотребление и водоотведение	74
6.8 Оценка воздействия на водную среду.....	75
6.9 Отходы производства и потребления.....	75
6.10 Воздействие физических факторов	75
6.11 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности	76

					13.03.01.2020.433.10 ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

6.12	Вероятность аварийных ситуаций.....	76
6.13	Выводы	77
7	АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКА	78
7.1	Структура программного обеспечения	78
7.2	Функции частей программного обеспечения	80
7.2.1	Функция дистанционного управления положением РК	80
7.2.2	Функция регулирования частоты вращения	80
7.2.3	Функция автоматического пуска турбины	81
7.2.4	Функция регулирования мощности.....	82
7.2.5	Функция регулирования давления пара перед турбиной.....	83
7.2.6	Функция регулирования давления пара в Т-отборе	84
7.2.7	Функция регулирования температуры подпиточной воды.....	84
7.2.8	Функция регулирования минимального давления пара перед турбиной	85
7.2.9	Функция регулирования максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях	85
7.2.10	Функция регулирования максимального давления пара регулирующей ступени.....	85
7.2.11	Функция регулирования максимального давления пара в Т-отборе...	86
7.2.12	Функция регулирования максимального давления пара в конденсаторе	86
7.3	Функция ограничения максимальной и минимальной мощности.....	86
7.4	Функция переключения режимов работы ЭЧСРиЗ.....	87
7.4.1	Сигнал «Отказ ПТК ЭЧСРиЗ».....	87
7.4.2	Срабатывание защит останова турбины, реализованных в ЭЧСРиЗ	87
7.4.3	Включение стерегущих режимов работы ЭЧСРиЗ	87
7.4.4	Включение режима регулирования скорости турбины.....	87
7.4.5	Включение режима регулирования давления пара перед турбиной	87
7.4.6	Включение режима регулирования мощности	88
7.4.7	Включение режима регулирования давления в Т-отборе	88
7.5	Защитные функции ЭЧСРиЗ.....	88
7.5.1	Противоразгонная защита.....	88
7.5.2	Предварительная защита	89
7.5.3	Дополнительная противоразгонная защита	89
7.5.4	Защита по не соответствию положения сервомотора РК ВД	89
7.5.5	Защита по неисправности измерения положения сервомотора РК ВД.	89
7.5.6	Защита по повышению перепада давления на 2-6 ступенях.....	90
7.5.7	Защита по повышению давления в Т-отборе.....	90
7.5.8	Сбор и первичная обработка входной информации, контроль достоверности информации	90
7.6	Человеко-машинный интерфейс	91
8	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	93

8.1	Определение экономической эффективности проекта модернизации Аргаяшской ТЭЦ	93
8.1.1	Определение капитальных затрат на модернизацию	93
8.1.2	Расчет текущих затрат на производство тепловой и электрической энергии	94
8.1.3	Расчет срока окупаемости модернизации.....	98
8.2	SWOT – анализ для реализации проекта модернизации Аргаяшской ТЭЦ..	99
8.3	Планирование целей проекта в дереве целей	1001
8.4	Планирование мероприятий по реализации проекта (График Ганта)	1022
9	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	1044
9.1	Стратегия компании.....	1044
9.2	Политика в области охраны труда и экологической безопасности.....	1044
9.3	Мероприятия по охране труда	1055
9.4	Организация и оснащение рабочих мест	1077
9.5	Режим труда и отдыха.....	10808
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	10909
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	11010

ВВЕДЕНИЕ

В стратегии ПАО «Фортум» особое значение предпочитается отдавать особому развитию энергетического сектора государства.

Аргаяшская ТЭЦ (далее по тексту – АТЭЦ) входит в состав ПАО «Фортум», созданного на базе генерирующих объектов ОАО «ТГК-10». Аргаяшская ТЭЦ является основным энергетическим источником поселка Новогорный, г. Озерска и промпредприятия ПО «Маяк».

ПАО «Фортум» является основным поставщиком тепловой и электрической энергии в нескольких регионах Российской Федерации. Миссией ПАО «Фортум» является отдавать предпочтению стабильности и развитию региона, расположения Компании через образования инфраструктуры, обеспечивает бесперебойное, надёжное энергоснабжение. Для становления промышленности и муниципальных образований применяют современные технологии.

В соответствии с интересами акционеров ПАО «Фортум» своей стратегической целью считает долгосрочную максимизацию стоимости Компании за счет интенсивного, экстенсивного развития на рынке тепловой, электрической энергии, повышения эффективности деятельности и выхода на открытые рынки капитала.

В рамках стратегии развития ПАО «Фортум» намерено все существующие производственные активы модернизировать и оптимизировать путём реализации инвестиционных проектов.

Одним из основных проектов является проект реконструкции КТЦ ПАО «Фортум» филиала Аргаяшской ТЭЦ, который предусматривает замену списанной в демонтаж в 2001 году турбины К-55-90/2 на новую паровую турбину ПТ-60/65-8,8.

Увеличение тепловой и электрической мощности АТЭЦ относится к одним из приоритетных направлений развития. Выпускная квалификационная работа рассматривает данную тему.

Объектом для исследования рассмотрен КТЦ Аргаяшской ТЭЦ.

Цель работы – разработка проекта модернизации КТЦ Аргаяшской ТЭЦ путем замены турбоагрегата К-55-90/2 ст. №4 на турбоагрегат ПТ-60/65-8,8 (далее по тексту ТА-4).

Задачи работы:

- анализ оборудования и существующей схемы Аргаяшской ТЭЦ;
- расчет проточной части вновь устанавливаемой турбины и расчет тепловой схемы, а также выбор оборудования;
- утверждение повышения эффективности, предложенной замены турбоагрегата;
- выявление снижения негативного экологического воздействия при работе Аргаяшской ТЭЦ после реконструкции.

						лист
						7
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ	

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ КТЦ АРГАЯШСКОЙ ТЭЦ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Т-60/65-8,8

1.1 Характеристика существующего положения на Аргаяшской ТЭЦ

Аргаяшская ТЭЦ является основным энергоисточником промпредприятия ПО «Маяк» и п. Новогорный.

Потребителям отпускается электроэнергия напряжением 6,3; 35; 110; 220 кВ, кроме того тепловая энергия в паре, давлением 10-20 МПа, в горячей воде, подаваемой по температурному графику на жилой поселок 90/70 °С, а также на г. Озерск по температурному графику 110/90 °С, с открытым водоразбором на горячее водоснабжение.

Схема теплоснабжения промышленного предприятия и ЖКХ города Озерска - открытая, двухтурбинная с общим горячим коллектором сетевой воды. Продолжительность отопительного сезона ≈ 179 суток.

Система технического водоснабжения ТЭЦ – обратная, с озером – охладителем, которым является озеро Улагач и береговая насосная станция.

Топливо-транспортный цех электростанции включает механизмы и устройства, необходимые для выполнения операций, связанных с разгрузкой, перемещением и хранением поступающего топлива (уголь, мазут). На Аргаяшскую ТЭЦ поступает уголь АООТ «Борлы» Молодежный разрез Карагандинской области, характеристики угля представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. – Среднегодовой анализ угля

Влага рабочая, %	Зольность сухая, %	Калорийность, ккал/кг
5,73	44,47	3794,5

Для приемки и слива поступающего мазута на станцию предусмотрены мазутные эстакады с приемными емкостями и мазутными хозяйством (баки, насосы) старой и новой мазутонасосных. Мазут марки М-100.

Основные задачи КТЦ:

1. Обеспечение надежной, безаварийной и экономичной работы всего оборудования цеха, поддержание оборудования в постоянной готовности к несению нагрузки, исправного состояния зданий, сооружений, защиты окружающей среды от вредного воздействия производства.

2. Выполнение диспетчерского графика нагрузки и плановых заданий по готовности оборудования к несению нагрузки.

3. Выполнение производственно-хозяйственных планов и мероприятий.

4. Обеспечение безопасных условий труда персонала цеха.

5. Обеспечение ремонтного обслуживания, закрепленного тепломеханического оборудования согласно СО 34.12.102-94 подрядными

									лист
									8
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

организациями и эксплуатационного обслуживания согласно инструкций по эксплуатации оборудования.

6. Уменьшение выплат на производство тепловой и электрической энергии.

7. Механизация и автоматизация производственных процессов, внедрение научной организации труда с целью повысить производительность, использование передовых методов обслуживания и ремонта, а также работа по совершенствованию и инновациям.

Котельная предназначена для выработки пара за счет тепла, выделяемого при сгорании топлива. Передача тепла от продуктов сгорания (топочных и дымовых газов) воде и пару осуществляется через поверхности нагрева. В котельном цехе установлено восемь паровых котлов высокого давления: ТП-10 ст. № 4-7, ТП-13Б ст. № 8-9, БКЗ-220-100 ст. № 10-11 и один водогрейный котел КВГМ-100 (в настоящее время законсервирован).

Все котлы - однобарабанные, вертикально-водотрубные с естественной циркуляцией и ПП-образной компоновкой: паропроизводительностью 220 т/ч, давлением перегретого пара 90 кг/см² и температурой перегретого пара 500 °С.

Котлоагрегаты ст. № 4-7 типа ТП -10 и ст. № 8, 9 типа ТП -13 «Б» изготовлены на Таганрогском котельном заводе (ТКЗ) «Красный котельщик», а котлы ст.№ 10,11 типа БКЗ - 220-100 на Барнаульском котельном заводе (БКЗ).

Получая острый пар из котельного цеха, турбинный цех вырабатывает тепловую (редуцированный пар, или отработанный пар) и электрическую энергию.

В состав турбинного отделения входят шесть работающих паровых турбин и вспомогательное оборудование теплофикационных установок, а также списанная паровая турбина ст. №4 типа К-55-90/2 производства Ленинградского металлического завода (ЛМЗ). При вводе в эксплуатацию нового ТГ-4 турбоагрегатов в турбинном отделении увеличилось до семи.

Все паровые турбины КТЦ турбинного отделения до ввода новой турбины, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики турбин

Станционный номер	Тип	Мощность, кВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Давление и температура пара	Дата ввода в эксплуатацию
ст.№1	Т-35-90-4	35 000	120	90 ата, 500°	1954
ст.№2	Т-35-90-4	35 000	120	90 ата, 500°	1954
ст.№3	П-35-90/10	35 000	130	90 ата, 500°	1954
ст.№4	К-55-90/2	55 000		90 ата, 500°	1956
ст.№5	ТР-40-90/0,7	40 000	165	90 ата, 500°	1956
ст.№6	Р-25-90-18/2	25 000	-	90 ата, 500°	1957
ст.№7	ПТ-30-90/10-3	30 000	164	90 ата, 500°	1957

Тепловая мощность станции позволяет выдавать до 576 Гкал/ч тепла в виде горячей воды и до 530 т/ч пара.

ТЭЦ включает в себя четыре бойлерных группы с коллекторами связи по прямой и обратной воде на промышленный объект и г.Озерск, и одна бойлерная на поселок Новогорный. Регулируемые теплофикационные отборы турбин ст. № 1,2,5, 7 служат источником пара основных бойлеров. Производственные отборы турбин ст. № 3, 7 и РОУ- 90/11-18, БРОУ-90/20-18 в свою очередь являются источниками пара для пиковых бойлеров.

Для циркуляции сетевой воды на пром. объект используются восемь сетевых насосов: один насос типа ЗВ-200х2 производительность которых составляет 400 т/ч, два насоса типа КРН производительностью 1250 т/ч, и девять насосов типа 10НМКх2 производительностью 1000 т/ч. На поселок Новогорный используются три сетевых насоса: два насоса типа КРН производительность которых составляет 1250 т/ч.

Производительность бойлерной установки АТЭЦ достигает 924,9 Гкал/ч, в свою очередь на долю основных бойлеров (включая подпитку) приходится 465,5 Гкал/ч.

Персонал электрического цеха должен обеспечивать надежную работу генераторов и электродвигателей, бесперебойную работу связи и нормальное освещение рабочих мест персонала КТЦ. Производить ремонт эл. оборудования, аппаратуры телефонной и радиосвязи КТЦ по утвержденному графику и при появлении неисправностей. Периодически осуществлять проверку работы автоматических устройств электрооборудования турбинного цеха. Осуществлять ревизию электроинструмента и проверку диэлектрических резиновых ковриков по требованию турбинного цеха, производить допуск персонала на ремонт электрооборудования, установленного в турбинном цехе с уведомления начальника смены турбинного цеха и непосредственно с его разрешения.

Связь с энергосистемой осуществляется через два автотрансформатора тремя высоковольтными линиями ВЛ-220 кВ и двумя ВЛ-110 кВ.

Персонал химического цеха обязан: контролировать водно-химический режим работы оборудования КТЦ, контролировать состояние масел в системах смазки оборудования турбинного цеха, контролировать качество сбросных вод турбинного цеха. Принимать непосредственное участие в приеме на чистоту поверхностей нагрева, маслобаков, подогревателей, проточной части турбин, а также производить внутренний осмотр оборудования. Определять необходимость и устанавливать порядок химической очистки оборудования по результатам анализа состава отложений на трубках сосудов и на проточных частях турбин. Устанавливать режим консервации тепломеханического оборудования КТЦ при простое в резерве или в ремонте и контролировать соблюдение режима.

Основным процессом обработки воды на химводоочистках (ХВО) №1,2 Аргаяшской ТЭЦ является ее смягчение используя метод катионного обмена, сущность которого состоит в обмене катионов между веществами, растворенными в воде и непосредственно самим катионитом.

									лист
									10
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Химводоочистка первой очереди предназначена для подготовки питательной воды испарителей с $Q=320 \text{ м}^3/\text{час}$ и воды подпитки тепловых сетей с $Q=500 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Химводоочистка второй очереди с $Q= 1200 \text{ м}^3/\text{час}$ предназначена для подпитки теплосети.

Также в состав Аргаяшской ТЭЦ входят и функционируют следующие службы: ремонтно-строительный участок, ремонтно-механический участок, цех тепловой автоматики и измерений, административно-хозяйственная служба, производственно-технический отдел, отдел диспетчерской службы, служба безопасности, здравпункт, пищевой блок.

В составе Аргаяшской ТЭЦ еще входят ремонтные механические мастерские, которые оборудованы станочным оборудованием, что позволяет собственными силами обеспечивать текущий и капитальный ремонт всего насосного, электрического тепломеханического и другого, входящего в состав станции оборудования.

1.2 Генеральный план предприятия

Аргаяшская ТЭЦ расположена в северной части п. Новогорный. Участок выбранный для проектирования расположен в северной части площадки теплоэлектростанции. На нем осуществляется строительство эстакады токопроводов, реконструкция корпуса КТЦ, замена существующих трубопроводов сетевой воды и замена участка эстакады на низких опорах.

На территории Аргаяшской ТЭЦ находятся здания и сооружения производственного и вспомогательного назначения, с различными надземными и подземными инженерными коммуникациями. 48 гектар – общая занимаемая площадь.

Рельеф проектируемой площадки – ровный, спланированный. При разработке генерального плана объекта приняты во внимание различные условия:

– увязка с существующими транспортными коммуникациями и обеспечением технологических и пожарных подъездов к проектируемым зданиям и сооружениям. Для размещения проектируемой эстакады на низких опорах используется участок территории ТЭЦ, на котором в настоящий момент располагаются существующие заменяемые трубопроводы. Эстакада токопроводов на высоких опорах размещается вдоль здания ГРУ;

– увязка проектируемых сооружений с соблюдением действующих норм и правил.

Автомобильные въезды и выезды на территорию и с территории ТЭЦ, и кроме того все автомобильные дороги остаются.

Вертикальная планировка участков строительства решена приближенной к существующему рельефу.

Весь отвод поверхностных вод остается прежним. Сеть дождевой канализации обеспечивает отвод поверхностных вод от зданий, дорог, газонов.

Существующая площадка Аргаяшской ТЭЦ филиала ПАО «Фортум» п.

									лист
									11
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Новогорный благоустроена. Имеется сеть автомобильных дорог с асфальтобетонным и покрытием, а также часть территории занята газонами.

По причине низкой интенсивности движения автотранспорта на площадке, для прохода пешеходов на территории станции используются, по большей части, автомобильные дороги.

Благоустройство площадки ТЭЦ, а также проектом весь сбор бытовых отходов сохраняется прежним.

По генеральному плану противопожарные мероприятия обеспечиваются:

– посредством существующих и проектируемых автодорог, обеспечивающих возможность эвакуации людей, а также подъезд пожарных автомобилей;

– посадкой сооружений с соблюдением расстояний до других зданий и сооружений согласно СНиП II-89-80*.

Обслуживание Аргаяшской ТЭЦ автомобилями пожарных служб осуществляется силами и средствами поселка Новогорный.

Показатели по генеральному плану представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Показатели по генеральному плану

Наименование	Количество	
	Существующая	После модернизации
Площадь участка в условных границах проектирования, м ²	6300	6300
Площадь застройки, м ²	4628	4628
Плотность застройки, %	73,5	73,9
Площадь асфальтированных дорог и площадок, м ²	212,7	212,7
Площадь занимаемая железными дорогами, м ²	153,4	153,4
Площадь участков с грунтовыми покрытиями, м ²	1305,6	1305,6

При выполнении своих производственных функций КТЦ поддерживает связи с другими подразделениями ТЭЦ, а также с ЧЭР и подрядными организациями.

Взаимоотношения цеха с другими цехами устанавливается в соответствии с данным положением и утвержденным руководством АТЭЦ распределением между цехами границ обслуживания оборудования, зданий, сооружений.

Персонал цеха обязан производить техническое обслуживание сантехнических коммуникаций станции и водяного отопления, по заявкам цехов совместно устранять неисправности сантехкоммуникаций и отопления.

1.3 Обоснование увеличения мощности

Увеличение тепловой и электрической мощности Аргаяшской ТЭЦ является одним из приоритетных направлений развития. Развитие социального сектора, а также жилищного строительства и экономический рост: все это приводит к необходимости изыскания дополнительных энергетических и тепловых

мощностей. Намеченные перспективы развития КТЦ Аргаяшской ТЭЦ могут быть реализованы в случае расширения и укрепления энергетического сектора экономики.

Главной задачей выпускной квалификационной работы является замена турбоагрегата К-55-90/2 ст. №4 на турбоагрегат ПТ-60/65-8,8 (далее по тексту ТА-4).

После ввода в эксплуатацию новой турбоустановки суммарная отпускаемая мощность станции возрастет на ~ 60 МВт на средне зимнем режиме, на 65 МВт на среднелетнем и до 65 МВт на расчетном режиме.

Максимальная мощность Аргаяшской теплоэлектроцентрали в действующем состоянии приходится на начало неотапительного периода и составляет 195 МВт.

В обновленном состоянии максимальная отпускаемая мощность на начало неотапительного периода составляет 260 МВт.

Минимальная отпускаемая мощность ТЭЦ в действующем состоянии ~95 МВт, однако, после реализации проекта мощность станции возрастет до ~160 МВт.

В составе паровой турбины №4 предусматривается установка следующего основного оборудования, которое будет располагаться между существующими турбоагрегатами ТА-3,5 в турбинном отделении КТЦ:

- одна паротурбинная установка теплофикационного типа ПТ-60/65-8,8 с одним регулируемым отбором пара для подогрева сетевой воды, одним производственным отбором давлением 18-20 ата, с конденсатором типа КП-3000М, со схемой регенерации, которая включает в себя два основных эжектора, эжектора пара уплотнений, три подогревателя низкого давления, а также два подогревателя высокого давления;

- один турбогенератор ТФ-65-2УЗ, 6300В, с воздушным охлаждением производства ОАО «Силовые машины «Электросила» (г. Санкт-Петербург), сопрягаемый с паровой турбиной.

Сопутствующее оборудование систем автоматизации технологического процесса, систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, связи, а также часть электротехнического оборудования, устанавливается в существующих резервных помещениях или свободных зонах существующих рабочих помещений и отделений КТЦ.

При установке нового турбоагрегата производится демонтаж старой турбины К-55-90/2. При замене устаревшего турбоагрегата существующие характеристики надежности и безопасности расположенных зданий и сооружений не меняются.

Помимо двух основных эжекторов и конденсатора пара уплотнений, схема регенерации паровой турбоустановки включает в себя три подогревателя низкого давления: ПНД-1, ПНД-2 и ПНД-3 и два подогревателя высокого давления ПВД-4 и ПВД-5. ПНД и ПВД представляют собой кожухотрубные теплообменники вертикального типа, основными узлами которых являются корпус, трубная система, водяная камера.

Нагреваемый основной конденсат движется по теплообменным трубкам на

									лист
									13
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

деаэратор, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство.

					<i>13.03.01.2020.433.10 ПЗ</i>	<i>лист</i>
						<i>14</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

В данной работе была рассмотрена модернизация котлотурбинного цеха филиала ПАО «Фортум», Аргаяшской ТЭЦ поселка Новогорный путем замены турбоагрегата. Основным расчетом, в данной выпускной квалификационной работе, является расчет проточной части, вновь устанавливаемой турбина ПТ-60/65-8,8, который производится с использованием Методических указаний «Расчет показателей работы электростанций» [34].

Обязательным нормативным документом для дипломного проектирования служит Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [5], и главной целью при модернизации Аргаяшской ТЭЦ рассматривается рациональное использования энергетических ресурсов.

Раздел экологии рассмотрен и составлен в соответствии с нормативно-правовыми и инструктивно-методическими документами, регламентирующими выполнение работ по оценке воздействия на окружающую среду, действующими на территории Российской Федерации. Базовыми являются следующие:

– Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации (Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды РК от 28 июня 2007 года № 204-п) [13];

– Экологический Кодекс РФ [21];

– РНД 03.3.0.4.01-95. Методические указания по оценке влияния на окружающую среду размещенных в накопителях производственных отходов, а также складированных под открытым небом продуктов и материалов [16];

– «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №93, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17 января 2012 года [8].

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности, основными регламентирующими документами для предприятий являются:

– Закон РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» № 314 – 11 ЗРК от 03.04. 2002 г [2];

– Закон РК «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» [4];

– Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера», принятый 05.07. 1996 году [3];

– «Правила устройства электроустановок» [14].

									лист
									15
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

В процессе выработки тепловой и электроэнергии все паровые турбины играют очень важную роль. При усовершенствовании паровой турбины — одним из способов увеличения экономичности ТЭЦ дает эффект вне зависимости от условий эксплуатации, параметров пара и тепловой схемы.

Основная часть работоспособности пара, которую при его протекании в турбине удалось преобразовать в работу, примерно равна 40 %. Другая часть пара, которую не удалось преобразовать в работу, условно называют потерей энергии. Кроме этого, в паровых турбинах могут быть 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 течении последних 20 лет было организовано за счет фундаментальных внедрений в реальные конструкции, данные которых были сделаны еще советскими учеными 30—35 лет назад, ведь отечественное турбостроение данным разработкам было не готова. К ним относятся следующие разработки:

- меридиональное профилирование;
- увеличение кольцевой площади выхода пара из турбины;
- саблевидные сопловые лопатки;
- применение периферийных разношаговых многоступенчатых уплотнений в цилиндрах высокого и среднего давлений;
- применение регулируемых диафрагменных уплотнений в частях высокого и среднего давлений.

Сопловые лопатки выполняются традиционные прямыми и устанавливают их радиально. Это связано из-за простоты 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. Кроме России, сейчас их используют все ведущие мировые производители турбин.

По некоторым оценкам экономичность ступени при использовании саблевидных лопаток увеличивается на 1,5—2,5 % (относительных). Экономичность при использовании таких лопаток возникает вследствие того, что уменьшается доля пара, который протекает через корневую и периферийную зону ступени, где обтекание ступеней хуже.

Фирма Siemens использует аналогичные «трехмерные» лопатки для цилиндров высокого и среднего давлений, где лопатки имеют малую длину, но зато относительно большую зону высоких потерь в корневой и периферийных зонах.

Для производства таких лопаток фирма использовала компьютерное моделирование облопачивания, и испытала его в четырехступенчатой паровой экспериментальной турбине, после 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 годы 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 выходы пара из турбины. Эта мера приводит к уменьшению потерь с выходной скоростью, пропорциональных квадрату площади выхода. Максимальна 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 имеют полноценные разработки, например, для турбин мощностью 200 МВт.

Применение периферийных разношаговых многоступенчатых уплотнений в ЦВД и ЦСД. Разношаговые многогребенчатые уплотнения впервые были

									лист
									17
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

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 турбин 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 радикальных зазоров. В последние годы ряд фирм, в частности General Electric 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 ЦВД могут дать суммарное снижение удельного расхода тепла турбоустановкой более чем на 3%.

									лист
									18
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

4 МОДЕРНИЗАЦИЯ КТЦ АРГАЯШСКОЙ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60/65-8,8

В этой главе описывается вновь устанавливаемая турбина, основные параметры, конструктивные характеристики, выполняются необходимые расчеты турбины, сетевого подогревателя и технико-экономических показателей.

4.1 Конструктивные характеристики паровой турбины ПТ-60/65-8,8

Паровая теплофикационная турбина ст.№4 Т-60/65-8,8 предназначена для привода электрического генератора ТФ-65-2УЗ с частотой вращения (3000 об/мин) и отпуска теплоты для нужд отопления и горячего водоснабжения, а также регулируемого отпуска пара на производство. Турбина одноцилиндровая, 18 ступенчатая с регенерацией, с регулируемым отопительным отбором и нерегулируемым производственным отбором.

Регенеративный подогрев основного конденсата осуществляется последовательно в охладителях основных эжекторов, эжектора уплотнений, трёх ПНД, деаэраторе. Подогрев питательной воды осуществляется группой ПВД.

Последовательно установленные подогреватели низкого давления ПНД № 1, № 2, № 3 осуществляют, подогрев основного конденсата для последующей его подачи в деаэраторы 6 ата. ПНД пропускают весь конденсат, откачиваемый конденсатными насосами с полным давлением, создаваемым ими.

Расход и параметры отбираемого на ПНД пара на номинальном режиме работы турбины приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расход и параметры отбираемого на ПНД пара на номинальном режиме работы турбины

Потребитель пара	Отбор	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
		Давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	
ПВД №5	I	3,38 (34,5)	378	32,1
ПВД №4	II	1,17 (11,9)	257	10,3
деаэратор		---	---	0,0
ПНД №3	III	0,70 (7,1)	350*	4,1
ПНД №2	IV	0,37 (3,8)	149	0,9
ПНД №1	V (Т-отбор)	0,12 (1,2)	104	0,8

* Частично, пар на ПНД №3 в количестве 4,1 т/ч отбирается из первой камеры переднего концевого уплотнения цилиндра, температура пара указана с учётом охлаждения в пароохладителе.

Система смазки подшипников турбины и генератора при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 0,069 – 0,078 МПа (0,7 – 0,8 кгс/см²) и гидравлическая часть системы регулирования и защиты турбины при давлении 1,37 МПа (14 кгс/см²) обеспечивается посредством системы маслоснабжения.

									лист
									19
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Характеристики маслоохладителей приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики маслоохладителей

Наименование показателя	Значение
Расход номинальный, т/ч:	
- Масла	30
- Охлаждающей воды	30
Температура номинальная, °С:	
- На входе	55
- На выходе	45
Максимальная температура охлаждающей воды, °С	37
- По маслу	29,4 (0,30)
- По воде	4,9 (0,05)

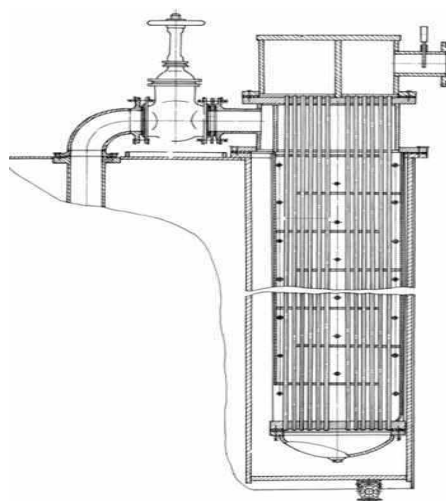


Рисунок 4.1 – Маслоохладитель маслобака

Электрогидравлическая система автоматического регулирования и защиты турбины (далее - ЭГСРиЗ) поддерживает в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины:

- частоту вращения валопровода турбоагрегата;
- электрическую нагрузку (мощность) турбоагрегата;
- давление пара в регулируемом отопительном отборе;
- температуру подпиточной воды на выходе из встроенного пучка конденсатора;
- давление пара в производственном отборе за регулирующим клапаном или расход пара в отбор.

Основные расчетные данные конденсатора К-3100-Х приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Основные расчетные данные конденсатора

Наименование показателя	Значение
Площадь поверхности теплообмена по наружному диаметру труб, м ²	
Основные и встроенные пучки	3090
Основные пучки	2620
Встроенный пучок	470
Охлаждающая вода:	
Расход через основные и встроенные пучки в два хода (через всю поверхность охлаждения)	
– максимальный (номинальный)	2
– минимальный	4000
Расход через основные пучки (встроенный - отключен)	
– максимальный	6750
– минимальный	3400
Расход через встроенный пучок. (основные отключены)	
- в два хода (для циркуляционной воды)	
– максимальный	1250
– минимальный	600
- в четыре хода (для подпиточной воды)	
– максимальный	600
– минимальный	300
Давление рабочее максимальное, МПа (кгс/см ²)	
– основные пучки	0,24 (2,5)
– встроенные пучки	0,785 (8,0)
Гидравлическое сопротивление при максимальном расходе охлаждающей воды с t=25 °С и β=0,75 МПа (кгс/см ²)	
– основные и встроенные пучки	0,052 (0,53)
– основные пучки	0,052 (0,53)
– встроенный пучок в два хода	0,051 (0,52)
– встроенный пучок в четыре хода	0,094 (0,96)
Конденсируемый пар (основной конденсат)	
Расход на максимальном конденсационном режиме, т/ч	
– при t=30 °С	199
– при t=33 °С	См. п 5.1.8.
Давление при максимальных расходах пара и охлаждающей воды через основные и встроенные пучки при t=30 °С, кПа (кгс/см ²)	
– β=1	1
– β=0,75	13,2 (0,135)
Конденсат для снижения температуры в выхлопном патрубке:	
Расход максимальный, т/ч	12
Давление, кгс/см ²	2,0 ±0,049
Температура максимальная, °С	80
Обессоленная вода восполнения потерь в цикле	
Расход максимальный, т/ч	3,5±0,5
Давление, (кгс/см ²)	Т насыщения
Температура, не менее, °С	+8

4.2 Основные параметры и характеристики паровой турбины ПТ-60/65-8,8

Основные расчётные параметры турбины приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Основные расчётные параметры турбины

Наименование параметра	Значение		
	Максимальный Конденсационный	Теплофикационный	
		Номинальный	С отборам пара на производство
Мощность, МВт	65	60	60
Параметры свежего пара:			
- Давление, МПа (кгс/см ²)	8,8 (90)		
- Температура, °С	500		
- Расход, т/ч	274	319	345
Тепловая нагрузка отопительная, ГДж/ч (Гкал/ч)	---	555 (132,5)	502 (120)
Давление в отопительном отборе пара, МПа (кгс/см ²):			
- номинальное	---	0,118 (1,2)	
- диапазон	---	0,069-0,245 (0,7-2,5)	
Отбор пара на производство:			
- давление в коллекторе МПа (кгс/см ²)	---	---	1,96 (20,0)
- расход, т/ч	---	---	40,0
Охлаждающая вода, проходящая через конденсатор:			
- расход номинальный (максимальный), м ³ /ч	8000		
- температура на входе в конденсатор, °С	30		
Давление к конденсаторе при номинальном расходе охлаждающей воды (чистые трубы поверхности теплообмена), кПа (кгс/см ²)	11,0 (0,112)	5,7 (0,058)	
Температура питательной воды, °С	223,5	232,4	228,5

Вращение ротора турбины происходит по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника турбины на генератор.

Максимальная мощность турбины достигается в конденсационном режиме при включенной регенерации.

Номинальным является режим работы турбины с номинальными значениями мощности, отопительной нагрузки, параметров свежего пара, с номинальной температурой и расходом охлаждающей воды на входе в конденсатор, полностью включенной регенерацией (в пределах схемы Уральского турбинного завода

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ					22

(далее УТЗ)) и расходом питательной воды через ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину, при работе турбоустановки по схеме УТЗ с отопительным отбором пара и номинальном давлении в нем, равном 0,118 МПа (1,2 кгс/см²) при отключенном отборе пара из турбины в деаэратор давлением 0,59 МПа (6 кгс/см²) и при отсутствии дополнительных отборов, включая отбор пара на производство.

Регулируемый отопительный отбор пара организован за 16-ой ступенью и производится в общестанционный отопительный коллектор. Номинальная тепловая нагрузка отопительного отбора обеспечивается как на номинальном режиме, так и во всем диапазоне давлений в отборе. При этом электрическая мощность турбины определяется по диаграмме режимов.

Производственный отбор пара расходом до 40 т/ч из турбины в коллектор с давлением 1,96 МПа (20 кгс/см²) выполнен за 6-ой ступенью.

При использовании отбора пара на производство при номинальном расходе свежего пара электрическая мощность и тепловая нагрузка снижаются. Необходимое давление отбираемого на производство пара поддерживается регулирующим клапаном, установленном на паропроводе, который поддерживает давление «за собой». Допускается параллельная работа отбора с другими источниками пара (турбины, РОУ) на общий коллектор.

Расчетное количество пара, поступающего в конденсатор через зазоры закрытой регулирующей диафрагмы при номинальном режиме, составляет 8 т/ч.

Максимальный расход пара в конденсатор на максимальном конденсационном режиме (при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 33°C) составляет 199 т/ч.

Регенеративная установка обеспечивает, подогрев основного конденсата и питательной воды. Расчетная температура питательной воды на номинальном режиме указана в таблице 2. Данные по регенеративным отборам пара на номинальном режиме приведены в таблице 6.

Отбор пара на деаэратор 0,59 МПа (6 кгс/см²) из паропровода к ПВД № 4 допускается подключать параллельно с другими источниками пара. При этом должно быть обеспечено средствами автоматики и защиты надежное закрытие регулирующего клапана и быстродействующей задвижки (с временем закрытия не более 30 секунд) на линии отбора при снижении давления перед регулирующим клапаном до 0,64 МПа (6,5 кгс/см²) и ограничение расхода пара из отбора на деаэратор 10 т/ч.

Работа турбины с обводом подогревателя высокого давления (далее – ПВД) по питательной воде при сохранении номинального расхода свежего пара не допускается. Величина ограничения расхода указана в разделе 12 «Допускаемые нагрузки на турбину». Полный обвод производится в обычном порядке.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий ее пуска предусмотрен паровой обогрев фланцевого соединения цилиндра через обнизки в его фланцах.

Для сокращения продолжительности остывания турбины при выводе ее в ремонт предусмотрена система принудительного воздушного расхолаживания

									лист
									23
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

турбины, включающая в себя эжектор расхолаживания.

4.3 Тепловой расчет турбины ПТ-60/65-8,8

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 регулируемую ступень, т.к. она определяет экономичность работы всей турбина в целом. Регулирующая ступень воспринимает на себя меняющиеся располагаемые теплоперепады, при изменении пропуска пара от нуля до максимума.

4.3.1 Расчет регулирующей ступени

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

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

- $t_0 \approx 500^\circ \text{C}$;
- $P_0 \approx 8,8 \text{ МПа}$;
- $h_0 \approx f(P_0, t_0) \approx 3477 \text{ кДж/кг}$;
- $S_0 \approx 6,783 \text{ кДж/}^\circ\text{кг}\cdot\text{К}$;

Давление пара перед соплами регулирующей ступени с учетом потерь в стопорном и регулирующих клапанах составляет (4.1):

$$P'_0 \approx P_0 * 0,95 \approx 0,97 \text{ МПа}; \quad (4.1)$$

$$P'_0 \approx 8,8 * 0,96 \approx 8,44 \text{ МПа}.$$

Энтропия пара на входе в ступень (4.2):

$$S'_0 \approx f(P'_0, h_0); \quad (4.2)$$

$$S'_0 \approx 6,801 \text{ кДж/}^\circ\text{кг}\cdot\text{К}.$$

Располагаемый теплоперепад при условии, что давление за регулирующей ступенью 4,616 МПа [34] $H_0=200 \text{ кДж/кг}$, тогда (4.3):

$$c_\phi \approx \sqrt{2 * H_0} \quad (4.3)$$

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

Принимаем реакцию в рабочей и поворотной решетках:

$$\Gamma_1=0,02; \quad \Gamma_n=0,03 \quad \rho_1=0,05$$

									лист
									24
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Располагаемые теплоперепады в решетках (4.4), (4.5):

$$H_{0c} = (1 - \Gamma_1 - \Gamma_{п} - \rho_1') \cdot H_0 \quad (4.4)$$

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

$$H_{0p} = \rho_1 \cdot H_0 \quad (4.5)$$

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

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

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

Находим давление пара за решетками:

– По h-S диаграмме давление пара за сопловой решеткой: $P_1 = 4,908$ МПа;

– За первой рабочей решеткой: $P_2 = 4,845$ МПа;

– За поворотной решеткой: $P_1' = 4,753$ МПа;

– На выходе из регулирующей ступени: $P_2' = 4,616$ МПа.

Находим удельные объемы пара за решетками:

– За сопловой решеткой: $v_{1t} = 0,0636$ м³/кг;

– За первой рабочей решеткой: $v_{2t} = 0,06424$ м³/кг;

– За поворотной решеткой: $v_{1t}' = 0,06521$ м³/кг;

– На выходе из регулирующей ступени: $v_{2t}' = 0,06688$ м³/кг.

Отношение давлений в сопловой решетке (4.6):

$$\varepsilon = \frac{P_1}{P_2} \quad (4.6)$$

$$\varepsilon = \frac{4,908}{8,44} = 0,581$$

$$\varepsilon_1 = 0,581 > \varepsilon_* = 0,546$$

Находим число Маха (4.7):

$$M_{1t} = \frac{c_{1t}}{a_1} \quad (4.7)$$

$$\text{где } c_{1t} = \sqrt{2 \cdot H_{0c}} = \sqrt{2 \cdot 180} = 600 \text{ м/с}$$

$$a_1 = \sqrt{\kappa \cdot P_1 \cdot v_{1t}} = \sqrt{1,3 \cdot 4,908 \cdot 10^6 \cdot 0,0636} = 637 \text{ м/с}$$

$$M_{1t} = \frac{600}{637} = 0,941$$

									лист
									25
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

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

т.к. $\varepsilon_1 > \varepsilon^*$ выходную площадь сопловой решетки определяем по формуле (4.8):

$$F_1 \approx \frac{G_n \cdot \mu_{1t}}{\mu_1 \cdot \mu_{1t}} \quad (4.8)$$

$$F_1 \approx \frac{69,44 \cdot 0,0636}{0,97 \cdot 0,000} \approx 0,0075 \text{ м}^2$$

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

Рассчитываем высоту сопловой лопатки по формуле (4.9):

$$el_1 \approx \frac{F_1}{\pi \cdot \mu \cdot \sin \alpha_{13}} \quad (4.9)$$

$$el_1 \approx \frac{0,0075}{3,14 \cdot \sin 13^\circ} \approx 0,0056 \text{ м} \approx 0,56 \text{ см}$$

Оптимальная степень парциальности (4.10):

$$e_{opt} \approx 0,33 \cdot \sqrt{el_1} \quad (4.7)$$

$$e_{opt} \approx 0,33 \cdot \sqrt{0,56} \approx 0,246$$

Высота сопловой лопатки (4.11):

$$l_1 \approx \frac{el_1}{e_{opt}} \quad (4.11)$$

$$l_1 \approx \frac{0,56}{0,246} \approx 2,11 \text{ см} \approx 21,1 \text{ мм}$$

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

Число каналов сопловой решетки (4.12):

$$z_1 \approx \frac{\pi \cdot \mu \cdot \mu}{b_1 \bar{t}_1} \quad (4.12)$$

$$z_1 \approx \frac{3,14 \cdot 0,246}{0,0566 \cdot 0,58} \approx 24$$

Находим по графику (рисунок 4.2) коэффициент скорости сопловой решетки $\varphi = 0,965$.

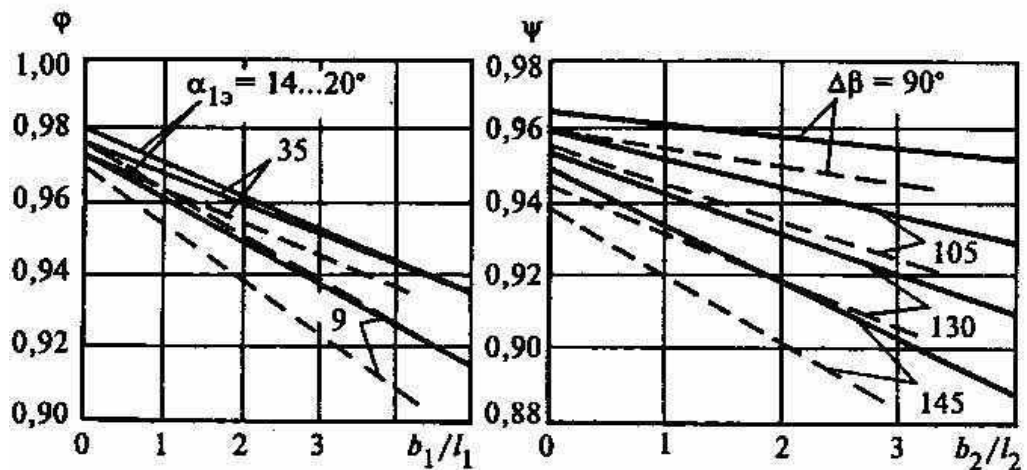


Рисунок 4.2 – Коэффициенты скорости для сопловых и рабочих решеток

Рассчитываем действительную скорость на выходе из сопловой решетки (4.13):

$$C_1 \approx \phi \cdot C_{1r} \quad (4.13)$$

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

Потери в сопловой решётке найдем по формуле (4.14):

$$\Delta H_c \approx \frac{C_{1r}^2}{2000} \cdot 1 \cdot \phi^2 \quad (4.14)$$

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

Найдем относительные потери в сопловой решетке (4.15):

$$\xi_c \approx \frac{\Delta H_c}{H_0} \quad (4.15)$$

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

Из выходного треугольника скорости.

По формуле найдем окружную скорость на среднем диаметре (4.16):

$$\omega_1 \approx \sqrt{c_1^2 - u^2} \approx 2 \cdot 579 \cdot \cos 13^\circ \approx 427,4 \text{ м/с} \quad (4.16)$$

где u – средний диаметр (4.17):

$$U = \pi d n \quad (4.17)$$

$$U=73,14 \cdot 1 \cdot 50=157 \text{ м/с}$$

По формуле рассчитаем синус угла β_1 (4.18)

$$\sin \beta_1 = \frac{c_1 \sin \alpha_1}{\omega_1} \quad (4.18)$$

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

Теоретическая скорость выхода пара из первой рабочей решетки (4.19):

$$\omega_{2t} = \sqrt{2H_{0p} \cdot \omega_1^2} \quad (4.19)$$

$$\omega_{2t} = \sqrt{2 \cdot 0,000 \cdot 427,4^2} = 436,6 \text{ м/с}$$

По формуле рассчитаем число Маха M_{2t} (4.20):

$$M_{2t} = \frac{\omega_{2t}}{\sqrt{k \cdot p_{2t}}} \quad (4.20)$$

$$M_{2t} = \frac{436,6}{\sqrt{1,357 \cdot 0,845 \cdot 0,06424}} = 0,671$$

Выходная площадь первой рабочей решетки определяем по формуле (4.8):

$$F_2 = \frac{69,44 \cdot 0,06424}{0,945 \cdot 36,6} = 0,01 \text{ м}^2$$

Возьмем величину перекрыши $\Delta l=3$ мм, и примем в расчет, что лопатка выполняется постоянной высоты, находим l_2 (4.21):

$$l_2 = l_1 + \Delta l \quad (4.21)$$

$$l_2 = 21,1 + 3 = 24,1 \text{ мм}$$

По формуле найдем синус угла $\beta_{2э}$ (4.22):

$$\sin \beta_{2э} = \frac{F_2}{\pi \cdot z_2} \quad (4.22)$$

$$\sin \beta_{2э} = \frac{0,01}{3,14 \cdot 0,246 \cdot 0,0241} = 0,537 \quad \beta_{2э} = 32,49^\circ$$

По $M_{2t}=0,671$ и $\beta_{2э}=32,49^\circ$ выбираем первую рабочую решетку с профилем Р-23-14А с размерами $b_2=25,6$ мм, $l_2/b_2=0,941$ $\bar{t}_2=0,85$ $\beta_y=78^\circ$, $\Delta_{кр}=0,8$ мм,

$$\bar{t}_{кр} = 0,067, \quad z_2 = 144$$

Коэффициент скорости ψ (определяем по рисунку 4.1): $\psi = 0,935$

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток (4.23):

$$\omega_2 = \psi \omega_{2t} \quad (4.23)$$

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

Абсолютная скорость на выходе из первых рабочих лопаток (4.24):

$$c_2 = \sqrt{\omega_2^2 - u^2} = 2\omega_2 u \cos \beta_2 \quad (4.24)$$

$$c_2 = \sqrt{408,2^2 - 157^2} = 2 \cdot 408,2 \cdot 0,57 \cdot \cos 32,49^\circ = 288,3 \text{ м/с}$$

Найдем угол направления скорости C_2 (4.25):

$$\sin \alpha_2 = \frac{\omega_2 \sin \beta_2}{c_2} \quad (4.25)$$

$$\sin \alpha_2 = \frac{408,2 \cdot 0,537}{288,3} = 0,76 \quad \alpha_2 = 49,51^\circ$$

Рассчитаем потери энергии в рабочей решетке (4.26):

$$\eta_p = \frac{(1 - \psi^2) \omega_{2t}^2}{2000} \quad (4.26)$$

$$\eta_p = \frac{(1 - 0,935^2) \cdot 36,6^2}{2000} = 11,98 \text{ кДж/кг}$$

Расчет поворотной решетки.

Теоретическая скорость выхода пара из поворотной решетки определим по формуле (4.19):

$$c_{it} = \sqrt{2 \cdot 0,000 \cdot 288,3^2} = 308,4 \text{ м/с}$$

Вычислим число Маха (см.4.20):

$$M_{it} = \frac{308,4}{\sqrt{1,357 \cdot 0,753 \cdot 10^6 \cdot 0,06521}} = 0,475$$

По формуле рассчитаем выходную площадь (4.8):

$$F_1' = \frac{69,44 \cdot 0,06521}{0,94 \cdot 0,4} = 0,0156 \text{ м}^2$$

Возьмем величину перекрыши $\Delta l_n = 3,4 \text{ мм}$, и примем в расчет, что лопатка выполняется постоянной высоты, найдем l_n по формуле (4.21):

$$l_n = 24,1 + 3,4 = 27,5 \text{ мм}$$

Тогда:

$$\sin \alpha_{1s}' = \frac{0,0156}{3,14 \cdot 0,246 \cdot 0,0275} = 0,734 \quad \alpha_{1s}' = 47,25^\circ$$

Выбираем поворотную решетку с профилем Р-23-14А с хордой $b_{\pi}=25,9$ мм, относительным шагом $t=0,635$; $z_{\pi}=210$.

Потеря энергии в поворотной решетке определим по формуле (4.26):

$$\Delta \epsilon_n = \frac{(1 - 0,945^2) \cdot 308,4^2}{2000} = 5,087 \text{ кДж/кг}$$

Действительная скорость выхода пара из поворотной решетки (4.27):

$$c_1' = c_{1r}' \quad (4.27)$$

$$c_1' = 308,4 \cdot 0,945 = 291,4 \text{ м/с}$$

Из входного треугольника скорости (рисунок 4.2) второго венца находим ω_1' (4.28), β_1' (4.29):

$$\omega_1' = \sqrt{c_1'^2 - u^2} = 2 \cdot 308,4 \cdot \cos \alpha_1' \quad (4.28)$$

$$\omega_1' = \sqrt{291,4^2 - 157^2} = 2 \cdot 91,4 \cdot \cos 47,25^\circ = 217,8 \text{ м/с}$$

Синус угла β_1' (4.29):

$$\sin \beta_1' = \frac{c_1' \cdot \sin \alpha_1'}{\omega_1'} \quad (4.29)$$

$$\sin \beta_1' = \frac{291,4 \cdot \sin 47,25^\circ}{217,8} = 0,982 \quad \beta_1' = 79,2^\circ$$

Расчет рабочей решетки второго венца:

Теоретическая скорость выхода пара из первой рабочей решетки определим по формуле (4.19):

$$\omega_{2t}' = \sqrt{2 \cdot 0000 - 217,8^2} = 259,6 \text{ м/с}$$

Определяем число Маха M_{2t}' определим по формуле (4.20):

$$M_{2t}' = \frac{259,6}{\sqrt{1,357 \cdot 0,616 \cdot 0^6 \cdot 0,06688}} = 0,401$$

Выходная площадь рабочей решетки определим по формуле (4.8):

$$F_2' = \frac{69,44 \cdot 0,06688}{0,96 \cdot 259,6} = 0,0186 \text{ м}^2$$

Принимаем величину перекрыши $\delta_2' = 4 \text{ мм}$, и считая, что лопатка выполняется постоянной высоты, находим l_2' по формуле (4.21):

$$l_2' = 27,5 + 4 = 31,5 \text{ мм}$$

Тогда синус $\beta_{2\theta}'$ (4.30):

$$\sin \beta'_{2,9} \approx \frac{F'_2}{\pi \cdot b_2 \cdot t_2} \quad (4.30)$$

$$\sin \beta'_{2,9} \approx \frac{0,0186}{3,14 \cdot 25,6 \cdot 0,0315} \approx 0,764 \quad \beta'_{2,9} = 49,85^\circ$$

Выбираем рабочую решетку с профилем Р-23-14А с размерами $b_2 = 25,6$ мм, $t_2 \approx 0,65$.

Потери энергии при обтекании 2 рабочей решетки определим по формуле (4.26):

$$H'_p \approx \frac{259,6^2}{2000} \cdot (1 - 0,956^2) \approx 2,9 \text{ кДж/кг}$$

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток находится по формуле (4.23):

$$w'_2 \approx 0,956 \cdot 259,6 \approx 248,1 \text{ м/с}$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток находится по формуле (4.24) а угол $\sin \alpha'_2$ по формуле (4.25):

$$c'_2 \approx \sqrt{248,1^2 - 157^2} \approx 199,6 \text{ м/с}$$

$$\sin \alpha'_2 \approx \frac{248,1 \cdot 0,764}{199,6} \approx 0,9997$$

$$\alpha'_2 \approx 88,6^\circ$$

Вычислим потери энергии с выходной скоростью (4.31):

$$H_{в.с} \approx \frac{c_2'^2}{2000} \quad (4.31)$$

$$H_{в.с} \approx \frac{189,6^2}{2000} \approx 17,97 \text{ кДж/кг}$$

Относительный лопаточный КПД (4.32):

$$\eta_{0,л}^* \approx \frac{H_0 - H_c - H_p - H_n - H'_p - H_{в.с}}{H_0} \quad (4.32)$$

$$\eta_{0,л}^* \approx \frac{200 - 12,38 - 11,98 - 5,087 - 2,9 - 17,97}{200} \approx 0,748$$

Этот же КПД посчитанный другим способом (4.33):

$$\eta_{0,л}^* \approx \frac{u \cdot (c_1 \cdot \cos \alpha_1 - c_2 \cdot \cos \alpha_2) - c_1' \cdot \cos \alpha_1' - c_2' \cdot \cos \alpha_2'}{H_0} \quad (4.33)$$

$$\eta_{0,л}^* \approx \frac{157 \cdot (579 \cdot \cos 13^\circ - 288,3 \cdot \cos 49,51^\circ) - 291,4 \cdot \cos 47,25^\circ - 189,6 \cdot \cos 88,6^\circ}{200 \cdot 0^3} \approx 0,748$$

Потери на трение диска (4.34):

$$\xi_{mp} = k_{mp} \frac{d^2}{F_1} \frac{u}{c_\phi} \quad (4.34)$$

$$\xi_{mp} = 0,5 \cdot 10^3 \frac{1^2}{0,0075} \cdot 0,248^3 = 0,001$$

Потери от парциального подвода пара (4.35):

$$\xi_{пар} = \xi_\theta + \xi_{сегм}$$

$$\xi_\theta = \frac{k_b}{\sin \alpha_{1p}} \frac{1 - e \cos \alpha_{1p}}{e} \frac{u}{c_\phi} \quad (4.35)$$

$$\xi_\theta = \frac{0,065}{\sin 13^\circ} \frac{1 - 0,246 \cos 0,5 \cdot 0,6}{0,246} \cdot 0,248^3 = 0,017$$

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

$$\xi_{сегм.} = 0,25 \frac{0,0257 \cdot 0,0227 \cdot 0,6 \cdot 0,0256 \cdot 0,0241}{0,0075} \cdot 0,248 \cdot 0,748 = 0,083$$

$$\xi_{пар} = 0,017 + 0,083 = 0,1$$

Относительный внутренний КПД ступени (4.36):

$$\eta_{0i} = \eta_{0л} - \xi_{гр} - \xi_{пар} \quad (4.36)$$

$$\eta_{0i} = 0,748 - 0,001 - 0,1 = 0,647$$

Используемый теплоперепад (4.37):

$$H_i = H_0 \eta_{0i} \quad (4.37)$$

$$H_i = 200 \cdot 0,647 = 129,4 \text{ кДж/кг}$$

Внутренняя мощность ступени (4.38):

$$N_i = G \cdot H_i \quad (4.38)$$

$$N_i = 69,44 \cdot 129,4 = 8980 \text{ кВт.}$$

На рисунке 4.3 изображен треугольник скоростей регулирующей ступени.

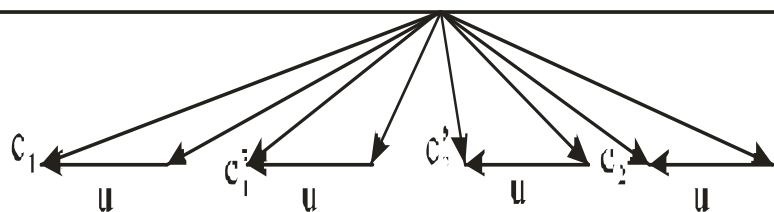


Рисунок 4.3 – Треугольник скоростей регулирующей ступени

На рисунке 4.4 построен процесс расширения пара в h-s диаграмме.

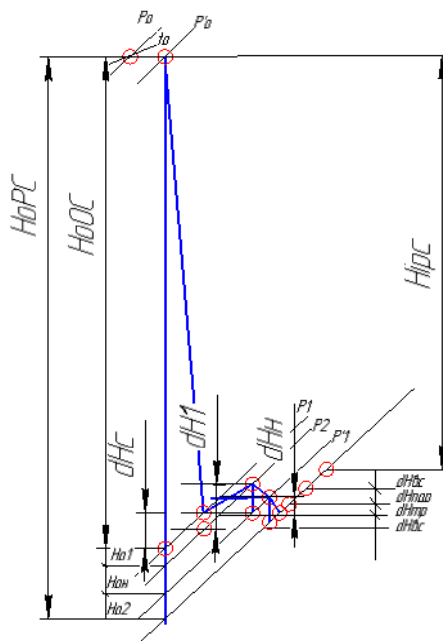


Рисунок 4.3 – Процесс расширения пара в регулирующей ступени

4.3.2 Распределение теплоперепада по ступеням давления. Определение числа нерегулируемых ступеней

Параметры после регулирующей ступени (4.39):

$$h_2 \approx h_0 \approx H_0^{pc} \cdot \eta_{oi}, \quad (4.39)$$

$$h_2 \approx 3477 \approx 200 \cdot 0,647 \approx 3347,6 \text{ кДж/кг};$$

$$S_2 \approx 6,898 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K};$$

$$P_2 \approx 4,616 \text{ МПа}.$$

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 (4.40):

$$d_1 \approx \frac{1}{\pi} \sqrt{\frac{G_0 \cdot \nu_{1r} \cdot X_\phi}{\mu_1 \cdot \epsilon \cdot l_1 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sqrt{1 - e}}}, \text{мм}; \quad (4.40)$$

где $G_0 \approx 69,44$ кг/с — расход пара через первую нерегулируемую ступень;

$\nu_{1r} \approx 0,07831$ м³/кг — удельный объем пара в м³/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;

$X_\phi \approx 0,5$ — отношение скоростей (принимается), для промежуточных ступеней

$X_\phi \approx 0,5 \div 0,52$ при высоте сопел $l_1 > 25$ мм;

$\epsilon \approx 0,95$ — коэффициент расхода сопловых лопаток (принимается);

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

$l_1 \approx 19$ мм — высота сопловых лопаток (принимается);

$n \approx 50$ с⁻¹ — частота вращения (задано);

$\alpha \approx 14^\circ$ — угол выхода пара из сопловой решетки для турбин большой мощности угол $\alpha \approx 13 \div 16^\circ$;

$\theta \approx 0,15$ — степень реактивности на среднем диаметре ступени принимается

$\theta \approx 0,1 \div 0,2$;

$$d_1 \approx \frac{1}{3,14} \sqrt{\frac{69,44 \cdot 0,07831 \cdot 0,49}{0,93 \cdot 0,019 \cdot 50 \cdot \sin 13 \cdot \sqrt{1 - 0,11}}} \approx 0,95 \text{ м.}$$

Предварительный расчет последней ступени давления.

Средний диаметр последней ступени (4.43):

$$d_z \approx \sqrt{\frac{G_k \cdot \nu_{1r}^z \cdot \theta}{\pi \cdot \sqrt{2000 \cdot H_{BC} \cdot \sin \alpha_2}}}; \quad (4.43)$$

$$d_z \approx \sqrt{\frac{37,76 \cdot 8,6 \cdot 8,9}{\pi \cdot \sqrt{2000 \cdot 20 \cdot 8}}} \approx 1,731 \text{ м}$$

где $\nu_{1r}^z \approx 37,76$ м³/кг — удельный объем пара за последней ступенью, м³/кг, берется из предварительного построения процесса турбины в $H-S$ диаграмме;

$\theta \approx 8$ — 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

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

$G_k \approx 12,71 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ - расход пара за последней ступенью;

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

Высота лопатки последней ступени (4.44):

$$l_{2z} \approx \frac{d_z}{\theta} \quad (4.44)$$

$$l_{2z} \approx \frac{1731}{3,9} \approx 443 \text{ мм.}$$

Зная средние диаметры первой и последней ступеней давления, строят диаграмму для определения числа ступеней и разбивки теплоперепада по ним (рисунок 4.4).

Построение диаграммы.

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

По значениям средних диаметров (d_z) и отношению скоростей (X_ϕ) можно определить располагаемый теплоперепад ступени (4.45):

$$\bar{H}_{0i} \approx 12,3 \frac{d_z^2}{X_\phi}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad (4.45)$$

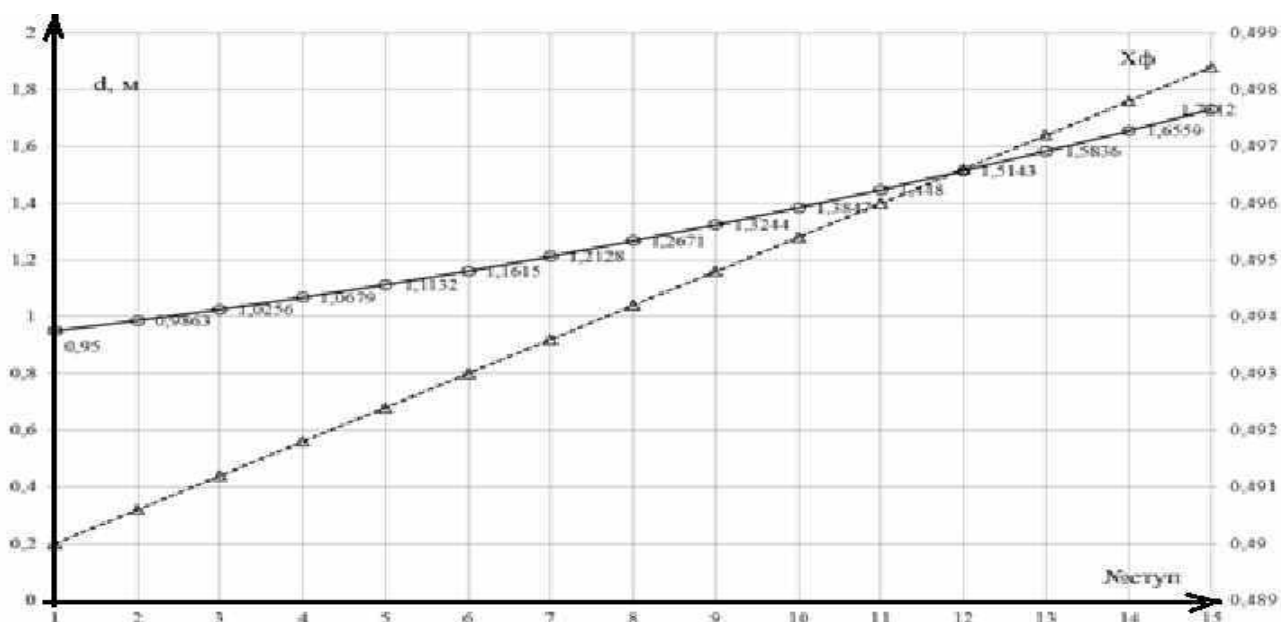


Рисунок 4.4 – Диаграмма разбивки диаметров по ступеням

Сведем в таблицу 4.5 расчет диаметров и теплоперепадов ступеней.

Таблица 4.5 – Расчет диаметров и теплоперепадов ступеней

Номер ступени	d, м	Xφ	$\bar{H}_{0i} \approx 12,3 \frac{d_z^2}{X_\phi}$	$H_{0i} \approx 0,92 \sim 0,96 \bar{H}_{0i}$
1	0,95	0,49	46,23386089	44,38451
2	0,9863	0,4906	49,71278456	47,72427
3	1,0256	0,4912	53,62217424	51,47729
4	1,0679	0,4918	57,99482412	55,67503
5	1,1132	0,4924	62,86594066	60,3513
6	1,1615	0,493	68,27311231	65,54219
7	1,2128	0,4936	74,25627954	71,28603
8	1,2671	0,4942	80,85770512	77,6234
9	1,3244	0,4948	88,1219449	84,59707
10	1,3847	0,4954	96,09581874	92,25199
11	1,448	0,496	104,8283819	100,6352
12	1,5143	0,4966	114,3708966	109,7961
13	1,5836	0,4972	124,776804	119,7857
14	1,6559	0,4978	136,1016967	130,6576
15	1,7312	0,4984	148,4032907	142,4672
16	1,781	0,499	157,7032341	153,3758
17	1,852	0,4994	169,403796	161,9898
18	1,937	0,4999	181,8038544	174,2235
			1815,4263995	1743,8441

Далее определяется средний теплоперепад с учетом 0 точки (4.46):

$$H_{0\text{cp}} \approx \frac{\sum_{i=1}^z H_{0i}}{Z}, \text{ кДж/кг}; \quad (4.46)$$

$$H_{0\text{cp}} \approx \frac{1254,2}{15} \approx 83,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Число ступеней давления находим по формуле (4.47):

$$Z \approx \frac{H_{0H} \cdot (1 - q)}{H_{0\text{но}}}, \text{ шт}; \quad (4.47)$$

где $H_{0H} \approx 1198,9$ – располагаемый теплоперепад нерегулируемых ступеней давления, определяемый по состоянию пара в камере за регулирующей ступенью и давлению за последней ступенью турбины (цилиндра), из предварительного построения процесса турбины в $H \sim S$ диаграмме;
 q – коэффициент возврата тепла принимается для практических расчетов по

формуле (4.48):

$$q = k_t \cdot \eta_{oi} \cdot H_{0cp} \cdot \frac{Z-1}{Z}; \quad (4.48)$$

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

$$q = 4,8 \cdot 10^4 \cdot 0,8 \cdot 198,9 \cdot \frac{15-1}{15} = 0,1;$$

$$Z = \frac{1198,9 \cdot 0,1}{83,6} = 15,7 \approx 15 \text{ шт.}$$

Для уточнения значений теплоперепадов $\sum_{i=1}^z H_i$ сравнивается с произведением $H_{0H}(1+q)$. Расчет теплоперепадов представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Определение теплоперепада ступеней

Показатель	Номер ступени	Диаметр ступени	Предварительный теплоперепад	Окончательный теплоперепад
	1	0,95	44,385	48,685
	2	0,9863	47,724	52,024
	3	1,0256	51,477	55,777
	4	1,0679	55,675	59,975
	5	1,1132	60,351	64,651
	6	1,1615	65,542	69,842
	7	1,2128	71,286	75,586
	8	1,2671	77,623	81,923
	9	1,3244	84,597	88,897
	10	1,3847	92,252	96,552
	11	1,448	100,635	104,935
	12	1,5143	109,796	114,096
	13	1,5836	119,786	124,086
	14	1,6559	130,658	134,958
	15	1,7312	142,467	146,767
	16	1,781	157,703	154,745
	17	1,852	169,403	162,654
	18	1,937	181,496	174,988
Сумма теплоперепадов	-	-	1762,8 кДж/кг	1811,141894

4.3.3 Тепловой расчёт первой нерегулируемой ступени

Окружная скорость вращения диска на среднем диаметре (4.49):

$$U = \pi \cdot d_1 \cdot n \quad (4.49)$$

$U \approx 3,14 \cdot 0,95 \cdot 50 \approx 149,15$ м/с.

Теоретическая энтальпия пара за ступенью (4.50):

$$h_{1t} \approx h_2^{pc} \approx H_{01}, \text{ кДж/кг}; \quad (4.50)$$

где $h_2^{pc} \approx 3347,6$ кДж/кг – энтальпия пара после регулирующей ступени;

$h_{1t} \approx 3347,6 \approx 48,685 \approx 3298,9$ кДж/кг.

Отношение скоростей U/C_ϕ (4.51):

$$X_{\phi 1} \approx \frac{U}{\sqrt{2000 \cdot H_{01}}}. \quad (4.51)$$

$$X_{\phi 1} \approx \frac{149,15}{\sqrt{2000 \cdot 48,685}} \approx 0,478.$$

Теоретический теплоперепад в сопловой решетке (4.52):

$$H_{01c} \approx \lambda_1 \approx \rho \cdot H_{01} \quad (4.52)$$

$$H_{01c} \approx \lambda_1 \approx 0,11 \cdot 48,685 \approx 43,32 \text{ кДж/кг}.$$

Теоретический теплоперепад в рабочей решетке (4.53):

$$H_{01p} \approx \rho \cdot H_{01} \quad (4.53)$$

$$H_{01p} \approx 0,11 \cdot 48,685 \approx 5,365 \text{ кДж/кг}.$$

Давление за сопловой решеткой:

$$P_{01c} \approx 4,028 \text{ МПа} - \text{ находим по параметрам } \lambda_2^{pc} \approx H_{01c} \approx h_{01c} \text{ и } S_2.$$

Удельный объём за сопловой решеткой:

$$v_{1c} \approx 0,078 \text{ м}^3/\text{кг} - \text{ находим по параметрам } \lambda_2^{pc} \approx H_{01c} \approx h_{01c} \text{ и } P_{01c}.$$

Давление за рабочей решёткой:

$$P_{01p} \approx 3,96 \text{ МПа} - \text{ находим по параметрам } \lambda_2^{pc} \approx H_{01} \approx h_{01p} \text{ и } S_2.$$

Удельный объём за рабочей решеткой:

$$v_{2p} \approx 0,079 \text{ м}^3/\text{кг} - \text{ находим по параметрам } \lambda_2^{pc} \approx H_{01} \approx h_{01p} \text{ и } P_{01p}.$$

Степень падения давления на ступень определим по формуле (4.6):

$$\varepsilon \approx \frac{P_{01c}}{P_2} \quad (4.6)$$

$$\varepsilon \approx \frac{4,028}{4,616} \approx 0,872 > 0,546 - \text{ то режим докритический (дозвуковой).}$$

Следовательно, сопловую решетку следует выбирать суживающую.

									лист
									38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Теоретическая абсолютная скорость выхода пара из сопловой решетки (4.54):

$$C_{1tc} \approx 44,72 \sqrt{H_{01c}} \quad (4.54)$$

$$C_{1tc} \approx 44,72 \sqrt{43,32} \approx 294,3 \text{ м/с.}$$

Число M_{1t} по скорости C_{1tc} (4.55):

$$M_{1t} \approx \frac{C_{1tc}}{a_1}; \quad (4.55)$$

где a_1 — скорость звука на выходе из сопел при изэнтропийном истечении пара при давлении P_{0c} , Мпа и удельном объеме v_{1t} , м³/кг определяется по уравнению (4.56):

$$a_1 \approx \sqrt{K P_{01c} v_{1tc}}; \quad (4.56)$$

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

$$a_1 \approx \sqrt{1,3 \cdot 0,028 \cdot 0,078} \approx 639 \text{ м/с};$$

$$M_{1t} \approx \frac{294,3}{639} \approx 0,46 < 1 - \text{ то режим докритический (дозвуковой).}$$

Выходная площадь сопловой решетки предварительная (4.57):

$$F'_1 \approx \frac{G_0 v_{1tc}}{\mu_1' v_{1tc}}, \text{ м}^2; \quad (4.57)$$

где $\mu_1 \approx 0,98$ — коэффициент расхода (принимается по рисунку 4.2);

$$F'_1 \approx \frac{69,44 \cdot 0,078}{0,98 \cdot 94,3} \approx 0,018 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток предварительная (4.58), мм:

$$l'_1 \approx \frac{F'_1}{\pi v_1' \sin \alpha_1} \quad (4.58)$$

$$l'_1 \approx \frac{0,018}{3,14 \cdot 0,95 \cdot \sin 13^\circ} \approx 26 \text{ мм.}$$

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

С — 90 — 15А

Хорда профиля СР: $b_1 \approx 51,5$ мм;

									лист
									39
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

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

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

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

Выходная площадь сопловой решётки, м^2 (4.59):

$$F_1 \approx \frac{G_0 \cdot \mu_{1c}}{\mu_1 \cdot \epsilon_{1c}}, \text{м}^2; \quad (4.59)$$

где $\mu_1 \approx 0,97$ — коэффициент расхода (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α),

$$F_1 \approx \frac{69,44 \cdot 0,078}{0,97 \cdot 94,3} \approx 0,0189 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток, мм (4.60):

$$l_1 \approx \frac{F_1}{\pi \cdot \epsilon_1 \cdot \sin \alpha_1} \quad (4.60)$$

$$l_1 \approx \frac{0,0189}{3,14 \cdot 0,95 \cdot \sin 13^\circ} \approx 28 \text{ мм}.$$

Коэффициент скорости сопловой решетки:

$\phi \approx 0,97$ — коэффициент скорости (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α). [рисунок 4.3]

Скорость выхода пара из сопловых лопаток, м/с (4.61):

$$C_1 \approx \phi \cdot \epsilon_{1c} \quad (4.61)$$

$$C_1 \approx 0,97 \cdot 94,3 \approx 285,47 \text{ м/с}.$$

Относительная скорость пара на входе в рабочую решетку, м/с (4.62):

$$w_1 \approx \sqrt{C_1^2 \cdot U^2} \approx 2 \cdot 85,47 \cdot \cos 13^\circ, \text{ м/с}; \quad (4.62)$$

$$w_1 \approx \sqrt{285,47^2 - 149,15^2} \approx 2 \cdot 85,47 \cdot \cos 13^\circ \approx 144,1 \text{ м/с}.$$

Угол направления, β , град, относительной скорости w_1 (4.63):

$$\beta_1 \approx \arctg \frac{\sin \alpha_1}{\cos \alpha_1 \frac{U}{C_1}} \quad (4.63)$$

$$\beta_1 \approx \arctg \frac{\sin 13^\circ}{\cos 13^\circ \frac{149,5}{285,47}} \approx 26,5^\circ.$$

Теоретическая скорость выхода из рабочей решетки, м/с (4.64):

$$w_{2t} \approx \sqrt{2 H_{01p} w_1^2} \quad (4.64)$$

$$w_{2t} \approx \sqrt{2000 \cdot 3,365 \cdot 144,1^2} \approx 177,46 \text{ м/с}.$$

Высота рабочих лопаток, мм (4.65):

$$l_2 \approx l_1 \cdot \delta, \text{ мм;} \quad (4.65)$$

где $\delta \approx 2$ мм – величина перекрыши (принимаем),

$$l_2 \approx 28 \cdot 2 \approx 30 \text{ мм}.$$

Хорда профиля рабочих лопаток, мм:

$$b_2 \approx 25,6 \text{ мм} – \text{ (принимаем).}$$

Коэффициент расхода рабочей решетки:

$$\mu_2 \approx 0,96 \text{ — зависит от относительной высоты лопатки } b/l \text{ и угла поворота } \alpha$$

Выходная площадь рабочей решетки, м² (4.66):

$$F_2 \approx \frac{G_0 \cdot \delta_{2tp}}{\mu_2 \cdot w_{2t}} \quad (4.66)$$

$$F_2 \approx \frac{69,44 \cdot 0,079}{0,98 \cdot 177,46} \approx 0,0315 \text{ м}^2.$$

Угол направления α_2 , град, скорости w_2 (4.67):

$$\beta_2 \approx \arcsin \frac{F_2}{\pi \cdot l_1 \cdot l_2} \quad (4.67)$$

$$\beta_2 \approx \arcsin \frac{0,0315}{3,14 \cdot 0,95 \cdot 0,03} \approx 20,6^\circ.$$

Коэффициент скорости рабочей решетки:

$\psi \approx 0,95$ зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α .
Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с (4.68):

$$w_2 \approx \psi \cdot v_{2t} \quad (4.68)$$

$$w_2 \approx 0,95 \cdot 177,46 \approx 168,59 \text{ м/с}.$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с (4.69):

$$C_2 \approx \sqrt{w_2^2 + U^2} \approx \sqrt{168,59^2 + 149,5^2} \approx 224,5 \text{ м/с}; \quad (4.69)$$

$$C_2 \approx \sqrt{168,59^2 + 149,5^2} \approx 224,5 \text{ м/с}.$$

Угол направления α_2 , град, скорости C_2 (4.70):

$$\alpha_2 \approx \arctg \frac{\sin \beta_2}{\cos \beta_2 + \frac{U}{w_2}} \quad (4.70)$$

$$\alpha_2 \approx \arctg \frac{\sin 20,6^\circ}{\cos 20,6^\circ + \frac{149,5}{168,59}} \approx 82^\circ$$

Число M_{2tp} по скорости w_{2t} (4.71):

$$M_{2tp} \approx \frac{w_{2t}}{a_2} \quad (4.71)$$

где a_2 – скорость звука на выходе из рабочей решётки при изэнтропийном истечении пара при давлении P_{01p} , МПа и удельном объеме v_{1tp} , м³/кг определяется по уравнению (4.72):

$$a_1 \approx \sqrt{K \cdot P_{01p} \cdot v_{1tp}}; \quad (4.72)$$

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

$$a_1 \approx \sqrt{1,3 \cdot 9,96 \cdot 0,079} \approx 637 \text{ м/с};$$

$$M_{2tp} \approx \frac{177,46}{637} \approx 0,278 < 1 - \text{ то режим докритический (дозвуковой).}$$

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

									лист
									42
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

определяется:

Р – 23 – 14А

Хорда профиля РР: $b_1 \approx 25,9$ мм;

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

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

Потери в сопловой решетке, кДж/кг (4.73):

$$\Delta H_c \approx 1 \cdot \phi^2 \cdot \frac{C_{1rc}^2}{2000} \quad (4.73)$$

$$\Delta H_c \approx 1 \cdot 0,97^2 \cdot \frac{294,3^2}{2000} \approx 2,55 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери в рабочей решетке, кДж/кг (4.74):

$$\Delta H_p \approx 1 \cdot \psi^2 \cdot \frac{W_{2t}^2}{2000} \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (4.74)$$

$$\Delta H_p \approx 1 \cdot 0,95^2 \cdot \frac{177,46^2}{2000} \approx 1,535 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энергия выходной скорости, кДж/кг (4.75):

$$\Delta H_{вс} \approx \frac{C_2^2}{2000} \quad (4.75)$$

$$\Delta H_{вс} \approx \frac{59,89^2}{2000} \approx 1,793 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемая энергия ступени, кДж/кг (4.76):

$$E_{01} \approx H_{01} \approx \Delta H_{вс} \cdot \eta_{вс}, \text{ кДж/кг}; \quad (4.76)$$

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

$$E_{01} \approx 48,685 \approx 1,793 \cdot 0,92 \approx 47 \text{ кДж/кг}.$$

Коэффициент полезного действия на лопатках:

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через проекции скоростей (4.77):

$$\eta_{о.л}^1 \approx \frac{U \cdot C_1 \cdot \cos \alpha_1 \cdot C_2 \cdot \cos \alpha_2}{E_{01}}; \quad (4.77)$$

$$\eta_{o.l}^1 = \frac{149,5 \cdot 285,47 \cdot \cos 13^\circ \cdot 59,89 \cdot \cos 82^\circ}{1000 \cdot 47} = 0,911$$

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через потери (4.78):

$$\eta_{o.l}^2 = \frac{H_{01} - H_c - H_p - H_{bc}}{E_{01}}; \quad (4.78)$$

$$\eta_{o.l}^2 = \frac{48,685 - 2,55 - 1,535 - 1,793}{47} = 0,911.$$

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

Для дальнейших расчетов принимаем лопаточное к.п.д.: $\eta_{o.l} = 0,911$.

Относительные потери от утечек через диафрагменное уплотнение (4.79):

$$\xi_y^d = \frac{k_y \cdot \mu_y \cdot F_y}{\mu_1 \cdot F_1 \cdot \sqrt{z_y}} \cdot \eta_{o.l}; \quad (4.79)$$

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 (4.80):

$$F_y = \pi \cdot d_y \cdot \delta_y, \text{ м}^2; \quad (4.80)$$

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 – 0,4 мм, в жестких 0,3 – 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 грибней в диафрагменном уплотнении принимается 5 – 20 шт;

$$\xi_y^d = \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 0,0005652}{0,97 \cdot 0,036 \cdot \sqrt{10}} = 0,908 = 0,003.$$

Относительные потери от утечек через бандажные уплотнения (4.81):

									лист
									44
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

$$\xi_y^6 \approx \frac{\pi \cdot d_n^2}{F_1} \cdot \sqrt{\rho \cdot 1,8 \cdot \frac{l_2}{d_1}} \cdot \xi_{o.l.}; \quad (4.81)$$

где d_n определяется по формуле (4.82):

$$d_n \approx d_1 \cdot 2 \cdot \xi_2 \quad (4.82)$$

$$d_n \approx 0,95 \cdot 2 \cdot 0,03 \approx 1,01$$

где d_n – диаметр по периферии рабочих лопаток;

ξ_2 – эквивалентный зазор для рабочих лопаток с бандажом равен (4.83):

$$\delta_s \approx \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{\mu_a \cdot \xi_a^2} + \frac{z}{\mu_r \cdot \xi_r^2}}}, \quad (4.83)$$

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

$\xi_a \approx 4$ мм – величина осевого зазора (принимается);

$\xi_r \approx 1$ мм – величина радиального зазора (принимается);

$\xi_r \approx 0,8$ мм – коэффициент расхода радиального зазора (принимается);

$z \approx 5$ шт. – число грибней в над бандажным уплотнении (принимается);

$$\delta_s \approx \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{0,5^2} + \frac{5}{0,8^2}}} \approx 0,35 \text{ мм}$$

$$\xi_y^6 \approx \frac{3,14 \cdot 0,01 \cdot 0,00035}{0,0189} \cdot \sqrt{0,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{0,03}{0,95}} \cdot 0,911 \approx 0,021.$$

Абсолютные потери от утечек через уплотнения ступени (4.84):

$$\dot{W}_{H_y} \approx \xi_y^6 \cdot \xi_y^6 \cdot E_{01} \quad (4.84)$$

$$\dot{W}_{H_y} \approx 0,003 \cdot 0,021^2 \cdot 7 \approx 1,128 \text{ кДж/кг};$$

Относительные потери трения (4.85):

$$\xi_m \approx \frac{k_{mp} \cdot d_1^2 \cdot U^3}{F_1 \cdot C_\phi \cdot \xi}, \quad (4.85)$$

где $k_{mp} \approx 0,6 \cdot 10^5$ — экспериментальная зависимость (принимается $k_{mp} \approx 0,45 \div 0,8 \cdot 10^5$) [34]

$C_\phi \approx \sqrt{2 \cdot H_{01}}$ — адиабатная скорость пара;

$C_\phi \approx \sqrt{2000 \cdot 8,685} \approx 312$ м/с;

$\xi_m \approx \frac{0,6 \cdot 10^5 \cdot 0,95^2 \cdot 149,5^3}{0,0189 \cdot 312^3} \approx 0,0033$.

Абсолютные потери на трение, кДж/кг (4.86):

$$H_{mp} \approx \xi_m \cdot E_{01} \quad (4.86)$$

$H_{mp} \approx 0,0033 \cdot 7 \approx 0,1551$ кДж/кг.

Использованный теплоперепад ступени (4.87):

$$H_i \approx E_{01} - H_c - H_p - H_y - H_{mp}, \text{ кДж/кг}; \quad (4.87)$$

$H_i \approx 47 - 2,55 - 1,535 - 1,128 - 0,1551 \approx 41,63$ кДж/кг.

Внутренний относительный К.П.Д. ступени (4.88):

$$\eta_{oi} \approx \frac{H_i}{E_{01}} \quad (4.88)$$

$\eta_{oi} \approx \frac{41,63}{47} \approx 0,885$ %.

Внутренняя мощность ступени, кВт (4.87):

$$N_i \approx G_0 \cdot H_i \quad (4.89)$$

$N_i \approx 69,44 \cdot 1,63 \approx 2890$ кВт

4.3.4 Тепловой расчёт второй нерегулируемой ступени

Окружная скорость вращения диска на среднем диаметре по формуле (4.49):

$U \approx 3,14 \cdot 9,9863 \cdot 154,8$ м/с.

Теоретическая энтальпия пара за ступенью по формуле (4.50):

где $h_2 \approx 3306$ кДж/кг — энтальпия пара после первой нерегулируемой ступени;

$h_{2t} \approx 3306 - 52,024 \approx 3253,9$ кДж/кг.

Отношение скоростей U/C_ϕ по формуле (4.51):

$$X_{\phi 1} \approx \frac{154,8}{\sqrt{2000 \cdot 2,024}} \approx 0,48.$$

Теоретический теплоперепад в сопловой решетке по формуле (4.52):

$$H_{02c} \approx 1 \cdot 0,11 \cdot 2,024 \approx 46,3 \text{ кДж/кг}.$$

Теоретический теплоперепад в рабочей решетке по формуле (4.53):

$$H_{02p} \approx 0,11 \cdot 2,024 \approx 5,722 \text{ кДж/кг}.$$

Давление за сопловой решеткой:

$$P_{02c} \approx 3,409 \text{ МПа} - \text{находим по параметрам } h_2 \approx H_{02c} \approx h_{02c} \text{ и } S_2.$$

Удельный объём за сопловой решеткой:

$$v_{1tc} \approx 0,089 \text{ м}^3/\text{кг} \text{ - находим по параметрам } h_2 \approx H_{01c} \approx h_{02c} \text{ и } P_{01c}.$$

Давление за рабочей решёткой:

$$P_{02p} \approx 3,345 \text{ МПа} - \text{находим по параметрам } h_2 \approx H_{01} \approx h_{02p} \text{ и } S_2.$$

Удельный объём за рабочей решеткой:

$$v_{2tp} \approx 0,0906 \text{ м}^3/\text{кг} \text{ - находим по параметрам } h_2 \approx H_{01} \approx h_{02p} \text{ и } P_{02p}.$$

Степень падения давления на ступень:

$$\varepsilon \approx \frac{P_{02c}}{P_2} \approx \frac{3,409}{3,96} \approx 0,86 > 0,546 - \text{то режим докритический (дозвуковой)}.$$

Следовательно, сопловую решетку следует выбирать суживающую.

Теоретическая абсолютная скорость выхода пара из сопловой решетки по формуле (4.54):

$$C_{1tc} \approx 44,72 \cdot \sqrt{46,3} \approx 304,29 \text{ м/с}.$$

Число M_{1t} по скорости C_{1tc} по формуле (4.55):

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 (4.56)

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

$$a_1 \approx \sqrt{1,3 \cdot 409 \cdot 0^6 \cdot 0,089} \approx 628 \text{ м/с};$$

$$M_{1t} \approx \frac{304,29}{628} \approx 0,484 < 1 - \text{то режим докритический (дозвуковой)}.$$

Выходная площадь сопловой решётки предварительная по формуле (4.57):

где $\mu_1 \approx 0,98$ - коэффициент расхода (принимается по рисунку 4.2);

$$F'_1 \approx \frac{69,44 \cdot 0,089}{0,98 \cdot 04,29} \approx 0,0207 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток предварительная, мм по формуле (4.58):

$$l'_1 \approx \frac{0,0207}{3,14 \cdot 0,9863 \cdot \sin 13^\circ} \approx 29,7 \text{ мм}.$$

Профиль сопловой решетки выбираем по выходному углу α в зависимости от

числа M_{1t} (А – докритический), по данным таблицы для выбранного профиля определяется:

С – 90 – 15А

Хорда профиля СР: $b_1 \approx 51,5$ мм;

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

Относительный шаг СР: $t_1 \approx 0,8$.

Относительная высота сопловых лопаток: $\frac{b_1}{l'_1} \approx \frac{51,5}{29,7} \approx 1,73$.

Выходная площадь сопловой решетки, м^2 по формуле (4.59):

где $\mu_1 \approx 0,98$ – коэффициент расхода (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α),

$$F_1 \approx \frac{69,44 \cdot 0,089}{0,98 \cdot 0,29} \approx 0,0207 \text{ м}^2.$$

Высота сопловых лопаток, мм по формуле (4.60):

$$l_1 \approx \frac{0,0207}{3,14 \cdot 0,9863 \cdot \sin 13^\circ} \approx 29,7 \text{ мм}.$$

Коэффициент скорости сопловой решетки:

$\phi \approx 0,965$ – коэффициент скорости (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α). [рисунок 4.3]

Скорость выхода пара из сопловых лопаток, м/с по формуле (4.61):

$$C_1 \approx 0,965 \cdot 0,29 \approx 293,6 \text{ м/с}.$$

Относительная скорость пара на входе в рабочую решетку, м/с по формуле (4.62):

$$w_1 \approx \sqrt{293,6^2 - 154,8^2} \approx 2 \cdot 93,6 \cdot 54,8 \cdot \cos 13^\circ \approx 146,95 \text{ м/с}.$$

Угол направления, β , град, относительной скорости w_1 по формуле (4.63):

$$\beta_1 \approx \arctg \frac{\sin 13^\circ}{\cos 13^\circ \cdot \frac{154,8}{293,6}} \approx 26,7^\circ.$$

Теоретическая скорость выхода из рабочей решетки, м/с по формуле (4.64):

$$w_{2t} \approx \sqrt{2000 \cdot 7,22 - 146,95^2} \approx 181,7 \text{ м/с}.$$

Высота рабочих лопаток, мм по формуле (4.65):

где $\delta \approx 2$ мм – величина перекрыши (принимаем),

$$l_2 \approx 29,7 - 2 \approx 31,7 \text{ мм}.$$

Хорда профиля рабочих лопаток, мм:

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

Коэффициент расхода рабочей решетки:

$$\mu_2 \approx 0,97 \text{ – зависит от относительной высоты лопатки } b/l \text{ и угла поворота } \alpha$$

Выходная площадь рабочей решетки, м² по формуле (4.66):

$$F_2 = \frac{69,44 \cdot 0,0906}{0,97 \cdot 81,7} = 0,0356 \text{ м}^2.$$

Угол направления β_2 , град, скорости w_2 по формуле (4.67):

$$\beta_2 = \arcsin \frac{0,0356}{3,14 \cdot 0,9863 \cdot 0,0317} = 21,2^\circ.$$

Коэффициент скорости рабочей решетки:

$\psi = 0,94$ — зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α :

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с по формуле (4.68):

$$w_2 = 0,94 \cdot 81,7 = 170,8 \text{ м/с}.$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с по формуле (4.69):

$$C_2 = \sqrt{170,8^2 + 154,8^2} = 237,0 \text{ м/с}.$$

Угол направления α_2 , град, скорости C_2 по формуле (4.70):

$$\alpha_2 = \arctg \frac{\sin 21,2^\circ}{\cos 21,2^\circ \cdot \frac{154,8}{170,8}} = 85,88^\circ.$$

Число M_{2tp} по скорости w_{2t} по формуле (4.71):

где a_2 — скорость звука на выходе из рабочей решетки при изэнтропийном истечении пара при давлении P_{01p} , Мпа и удельном объеме v_{1tp} , м³/кг определяется по уравнению (4.72)

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

$$a_1 = \sqrt{1,3 \cdot 3,345 \cdot 0,0906} = 627 \text{ м/с};$$

$$M_{2tp} = \frac{181,7}{627} = 0,289 < 1 - \text{ то режим докритический (дозвуковой).}$$

$P - 23 - 14A$

Хорда профиля РР: $b_1 = 25,9 \text{ мм}$;

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

Относительный шаг РР: $t_1 = 0,8$.

Потери в сопловой решетке, кДж/кг по формуле (4.73):

$$\Delta h_c = 1 \cdot 0,965^2 \cdot \frac{304,29^2}{2000} = 3,18 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери в рабочей решетке, кДж/кг по формуле (4.74):

$$\Delta h_p = 1 \cdot 0,94^2 \cdot \frac{181,7^2}{2000} = 1,92 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энергия выходной скорости, кДж/кг по формуле (4.75)

$$H_{вс} \approx \frac{61,9^2}{2000} \approx 1,915 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемая энергия ступени, кДж/кг по формуле (4.76):

где $\alpha_{вс} \approx 0,92$ — коэффициент использования выходной скорости, (принимаем).

$$E_{01} \approx 52,024 \approx 1,915 \cdot 0,92 \approx 50,26 \text{ кДж/кг}$$

Коэффициент полезного действия на лопатках:

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через проекции скоростей по формуле (4.77):

$$\eta_{о.л}^1 \approx \frac{154,8 \cdot 293,6 \cdot \cos 13^\circ \cdot 61,9 \cdot \cos 85,88^\circ}{1000 \cdot 50,26} \approx 0,895$$

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через потери по формуле (4.78):

$$\eta_{о.л}^2 \approx \frac{52,024 \cdot 3,18 \cdot 1,92 \cdot 1,915}{50,26} \approx 0,895$$

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

Для дальнейших расчетов принимаем лопаточное к.п.д.: $\eta_{о.л} \approx 0,895$.

Относительные потери от утечек через диафрагменное уплотнение [34] по формуле (4.79):

где k_y — поправочный коэффициент, для ступенчатого уплотнения $k_y \approx 1$;

$\alpha_y \approx 0,75$ — коэффициент расхода уплотнения принимается в зависимости от формы гребней;

F_y — площадь зазора в уплотнении (4.80),

где $d_y \approx 0,6$ м — диаметр уплотнения, принимаем по аналогии с типовыми конструкциями;

$\delta_y \approx 0,3$ мм — в части высокого давления в уплотнениях пружинящего типа, принимается 0,2 \diamond 0,4 мм, в жестких 0,3 \diamond 0,5;

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

$\alpha \approx 0,97$ — коэффициент расхода сопел;

$z_y \approx 10$ шт. — число грибней в диафрагменном уплотнении принимается 5 \diamond 20 шт;

$$\xi_y^0 \approx \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 0,0005652}{0,97 \cdot 0,036 \cdot \sqrt{10}} \approx 0,908 \approx 0,003$$

Относительные потери от утечек через бандажные уплотнения по формуле (4.81):

где диаметр по периферии рабочих лопаток определяется по формуле (4.82):

$$d_n \approx 0,9863 \cdot 2 \cdot 0,0317 \approx 1,0497$$

δ — эквивалентный зазор для рабочих лопаток с бандажом равен по формуле (4.83):

									лист
									50
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

где $\alpha_a \approx 0,5$ – коэффициент расхода для осевых зазоров (принимается);
 $\alpha_r \approx 4$ мм – величина осевого зазора (принимается);
 $\alpha_{\rho} \approx 1$ мм – величина радиального зазора (принимается);
 $\alpha_r \approx 0,8$ мм – коэффициент расхода радиального зазора (принимается);
 $z \approx 5$ шт. – число грибней в над бандажном уплотнении (принимается);

$$\delta_s \approx \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{0,5^2} + \frac{5}{0,8^2}}} \approx 0,35 \text{ мм};$$

$$\xi_y \approx \frac{3,14 \cdot 0,0497 \cdot 0,00035}{0,0207} \cdot \sqrt{0,11 \cdot 1,8 \cdot \frac{0,0317}{0,9863}} \cdot 0,895 \approx 0,017.$$

Абсолютные потери от утечек через уплотнения ступени по формуле (4.84):

$$\dot{W}_y \approx 0,003 \cdot 0,017 \cdot 0,26 \cdot 0,895 \text{ кДж/кг};$$

Относительные потери трения по формуле (4.85):

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

$k_{mp} \approx 0,45 \cdot 0,8 \cdot 10^3$) [34] по формуле:

$$C_{\phi} \approx \sqrt{2000 \cdot 4,22} \approx 261,6 \text{ м/с};$$

$$\xi_m \approx \frac{0,6 \cdot 10^3 \cdot 0,9863^2}{0,0207} \cdot 0,48^3 \approx 0,0031.$$

Абсолютные потери на трение, кДж/кг по формуле (4.86):

$$\dot{W}_{mp} \approx 0,0031 \cdot 0,26 \cdot 0,156 \text{ кДж/кг}.$$

Использованный теплоперепад ступени по формуле (4.87):

$$H_i \approx 50,26 \cdot 3,18 \cdot 1,92 \cdot 0,895 \cdot 0,156 \approx 44,1 \text{ кДж/кг}.$$

Внутренний относительный К.П.Д. ступени по формуле (4.88):

$$\eta_{oi} \approx \frac{44,1}{50,26} \cdot 100 \approx 87,7\%.$$

Внутренняя мощность ступени, кВт по формуле (4.89):

$$N_i \approx 69,44 \cdot 4,1 \approx 3062 \text{ кВт}$$

4.3.5 Тепловой расчёт последней нерегулируемой ступени

Окружная скорость на среднем диаметре определяется по формуле (4.49):

$$U \approx 3,14 \cdot 7312 \cdot 0 \approx 271,8 \text{ м/с}.$$

Располагаемая энергия ступени (4.90):

$$E_{15} \approx H_{15} \cdot \dot{W}_{вс} \cdot \chi_{вс}, \text{ кДж/кг}; \quad (4.90)$$

где $\chi_{вс} \approx 0,92$ – коэффициент использования выходной скорости, (принимается);

$H_{ec} \approx 1,793$ кДж/кг — энергия выходной скорости 11-ой ступени (принимаем из расчёта 1 ой ступени);

$$E_{12} \approx 146,76 \cdot 1,7312 \cdot 0,92 \approx 148,35 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара перед ступенью определяется по формуле (4.50):

$$h_{12} \approx 2265,7 \cdot 148,35 \approx 2414 \text{ кДж/кг.}$$

Отношение скоростей U/C_ϕ определяется по формуле (4.51):

$$X_\phi \approx \frac{271,8}{\sqrt{2000 \cdot 48,35}} \approx 0,498;$$

Степень реактивности: $\rho_k \approx 0,2$ — степень реактивности (принимаем).

Изоэнтропный теплоперепад в сопловой решетке, кДж/кг определяется по формуле (4.52):

$$H_{12c} \approx 1 \cdot 0,2 \cdot 48,35 \approx 118,68 \text{ кДж/кг.}$$

Изоэнтропный теплоперепад в рабочей решётки, кДж/кг определяется по формуле (4.53):

$$H_{12p} \approx \rho_k \cdot E_{12} \approx 0,2 \cdot 48,35 \approx 29,67 \text{ кДж/кг.}$$

Давление за сопловой решеткой, МПа: $P_{12c} \approx 0,004$ МПа — нашли из построения процесса турбины в $H \equiv S$ диаграмме.

Удельный объём за сопловой решёткой (теоретический), $\text{м}^3/\text{кг}$: $\nu_{12c} \approx 30,37$ $\text{м}^3/\text{кг}$ — нашли из построения процесса турбины в $H \equiv S$ диаграмме.

Удельный объём за рабочей решёткой (теоретический), $\text{м}^3/\text{кг}$: $\nu_{12p} \approx 37,67$ $\text{м}^3/\text{кг}$ — нашли из построения процесса турбины в $H \equiv S$ диаграмме.

Теоретическая скорость выхода из сопловых лопаток, м/с определяется по формуле (4.54):

$$C_{12c} \approx \sqrt{2000 \cdot 18,68} \approx 487,19 \text{ м/с.}$$

Выходная площадь сопловой решётки предварительная, м^2 определяется по формуле (4.57):

где $\phi_1 \approx 0,97$ — коэффициент расхода (предварительно принимаем);

$$F'_1 \approx \frac{12,71 \cdot 0,37}{0,97 \cdot 487,19} \approx 0,816 \text{ м}^2.$$

Угол направления скорости C_{12c} , град: $\alpha_1 \approx 15^\circ$ — принимаем.

Высота сопловых лопаток предварительная, мм определяется по формуле (4.58):

$$l'_1 \approx \frac{0,816}{3,14 \cdot 7312 \cdot \sin 15^\circ} \approx 580 \text{ мм.}$$

Хорда профиля сопловой решётки, мм: $b_1 \approx 51,5$ мм — принимаем.

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

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

Выходная площадь сопловой решётки, m^2 определяется по формуле (4.59):

$$F_1 \approx \frac{12,71 \cdot 0,71}{0,985 \cdot 87,19} \approx 0,813 m^2.$$

Высота сопловых лопаток, мм определяется по формуле (4.60):

$$l_1 \approx \frac{0,813}{3,14 \cdot 7312 \cdot \sin 15^\circ} \approx 577 \text{ мм}.$$

Коэффициент скорости сопловой решётки: $\phi \approx 0,98$ — коэффициент скорости (зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α).

Скорость выхода пара из сопловой решётки, м/с определяется по формуле (4.61):

$$C_1 \approx 0,98 \cdot 87,19 \approx 477,4 \text{ м/с}.$$

Относительная скорость пара на входе в рабочую решётку, м/с определяется по формуле (4.62):

$$w_1 \approx \sqrt{477,4^2 - 271,8^2} \cdot 2 \cdot 71,8 \cdot 77,4 \cdot \cos 15^\circ \approx 226 \text{ м/с}.$$

Угол направления, β_1 , град, относительной скорости w_1 определяется по формуле (4.63):

$$\beta_1 \approx \arctg \frac{\sin 15^\circ}{\cos 15^\circ \cdot \frac{271,8}{477,4}} \approx 33,12^\circ.$$

Теоретическая скорость выхода из рабочей решетки, м/с определяется по формуле (4.64):

$$w_{2t} \approx \sqrt{2000 \cdot 29,67 - 226^2} \approx 332,28 \text{ м/с}.$$

Высота рабочих лопаток, мм определяется по формуле (4.65):

где $\delta \approx 3 \text{ мм}$ — величина перекрыши (принимаем);

$$l_2 \approx 577 - \delta \approx 580 \text{ мм}.$$

Хорда профиля рабочих лопаток, мм: $b_2 \approx 25,6 \text{ мм}$ — (принимаем).

Коэффициент расхода рабочей решетки: $\mu_2 \approx 0,985$ — зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α

Выходная площадь рабочей решетки, m^2 определяется по формуле (4.66):

$$F_2 \approx \frac{12,71 \cdot 7,76}{0,98 \cdot 32,28} \approx 1,08 m^2.$$

Угол направления β_2 , град, скорости w_2 определяется по формуле (4.67):

$$\beta_2 \approx \arcsin \frac{1,08}{3,14 \cdot 7312 \cdot 0,56} \approx 20,8^\circ.$$

Коэффициент скорости рабочей решетки:

$\psi \approx 0,945$ ■ зависит от относительной высоты лопатки b/l и угла поворота α_2 .

Относительная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с определяется по формуле (4.68):

$$w_2 \approx 0,945 \cdot 32,28 \approx 314 \text{ м/с}.$$

Абсолютная скорость на выходе из рабочих лопаток, м/с определяется по формуле (4.69):

$$C_2 \approx \sqrt{314^2 - 271,8^2} \approx 2 \cdot 71,8 \cdot \cos 20,8^\circ \approx 113,6 \text{ м/с}.$$

Угол направления α_2 , град, скорости C_2 определяется по формуле (4.70):

$$\alpha_2 \approx \arctg \frac{\sin 20,8^\circ}{\cos 20,8^\circ \cdot \frac{271,8}{314}} \approx 78,9^\circ.$$

Потери в сопловой решетке, кДж/кг определяются по формуле (4.73):

$$\Delta H_c \approx 1 \cdot 0,98^2 \cdot \frac{487,19^2}{2000} \approx 4,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери в рабочей решетке, кДж/кг определяются по формуле (4.74):

$$\Delta H_p \approx 1 \cdot 0,945^2 \cdot \frac{332,28^2}{2000} \approx 5,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энергия выходной скорости, кДж/кг определяется по формуле (4.75):

$$\Delta H_{вс} \approx \frac{113,6^2}{2000} \approx 6,45 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Коэффициент полезного действия на лопатках:

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через проекции скоростей определяется по формуле (4.77):

$$\eta_{о.л}^1 \approx \frac{271,8 \cdot \cos 15^\circ \cdot 113,6 \cdot \cos 78,9^\circ}{148,35 \cdot 1000} \approx 0,884.$$

Относительный лопаточный К.П.Д. проточной части ступени через потери определяется по формуле (4.78):

$$\eta_{о.л}^2 \approx \frac{148,35 - 4,7 - 5,9 - 6,45}{148,35} \approx 0,885.$$

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

Для дальнейших расчетов принимаем лопаточное к.п.д.: $\eta_{о.л} \approx 0,885$.

Относительные потери от утечек через диафрагменное уплотнение определяются по формуле (4.79):

где k_y ■ поправочный коэффициент, для ступенчатого уплотнения $k_y \approx 1$;

④ $\approx 0,75$ ■ коэффициент расхода уплотнения принимается в зависимости от формы гребней;

Площадь зазора в уплотнении определяется по формуле (4.80):

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

$\alpha_y \approx 0,3$ мм – в части высокого давления в уплотнениях пружинящего типа, принимается $0,2 \diamond 0,4$ мм, в жестких $0,3 \diamond 0,5$;

$F_y \approx 3,14 \cdot 0,6 \cdot 0,0003 \approx 0,0005652$ м²;

$\alpha_1 \approx 0,97$ – коэффициент расхода сопел;

$z_y \approx 10$ шт. – число грибней в диафрагменном уплотнении принимается $5 \diamond 20$ шт;

$$\xi_y^d \approx \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 0,0005652}{0,97 \cdot 0,036 \cdot \sqrt{10}} \cdot 0,908 \approx 0,003.$$

Относительные потери от утечек через бандажные уплотнения определяются по формуле (4.81):

где $d_n \approx d_1 \approx 2 \cdot 1,7312 \approx 3,4624$ м – диаметр по периферии рабочих лопаток;

α_2 – эквивалентный зазор для рабочих лопаток с бандажом определяется по формуле (4.83):

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

$\alpha_3 \approx 4$ мм – величина осевого зазора (принимается);

$\alpha_4 \approx 1$ мм – величина радиального зазора (принимается);

$\alpha_5 \approx 0,8$ мм – коэффициент расхода радиального зазора (принимается);

$z \approx 5$ шт. – число грибней в над бандажном уплотнении (принимается);

$$\delta_3 \approx \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{0,5^2} + \frac{5}{0,8^2}}} \approx 0,35 \text{ мм};$$

$$\xi_y^b \approx \frac{3,14 \cdot 3,4624 \cdot 0,00035}{0,813} \cdot \sqrt{0,2 \cdot 1,8 \cdot \frac{0,58}{1,7312}} \cdot 0,885 \approx 0,003.$$

Абсолютные потери от утечек через уплотнения ступени определяются по формуле (4.84):

$$\dot{N}_y \approx 0,003 \cdot 0,003 \cdot 48,35 \approx 0,8901 \text{ кДж/кг};$$

Относительные потери трения определяются по формуле (4.85):

где $k_{mp} \approx 0,6 \cdot 10^5$ – экспериментальная зависимость (принимается)

$k_{mp} \approx 0,45 \diamond 0,8 \cdot 10^5$) [34].

$$\xi_m \approx \frac{0,6 \cdot 10^5 \cdot 1,7313^2}{0,813} \cdot 0,498^3 \approx 0,00027.$$

Абсолютные потери на трение, кДж/кг определяются по формуле (4.86):

$$\dot{N}_{mp} \approx 0,00027 \cdot 48,35 \approx 0,04 \text{ кДж/кг}.$$

Использованный теплоперепад ступени определяется по формуле (4.87):

$$H_i \approx 148,35 \approx 4,7 \approx 5,9 \approx 6,45 \approx 0,8901 \approx 0,04 \approx 130,3 \text{ кДж/кг.}$$

Внутренний относительный К.П.Д. ступени определяется по формуле (4.88):

$$\eta_{oi} \approx \frac{130,3}{148,35} * 100 \approx 87,8\%.$$

Внутренняя мощность ступени, кВт определяется по формуле (4.89):

$$N_i \approx 12,71 * 30,3 \approx 1656 \text{ кВт}$$

Результаты расчета проточной части турбоагрегата сведены в таблицу и представлены в приложении А.

4.4 Расчет осевого усилия на ротор турбины в пределах одной ступени

Расчет осевого усилия произведем для первой, нерегулируемой ступени.

Размеры ступени:

- средний диаметр $d = 0,95 \text{ м}$;
- высота рабочих лопаток: $l_1 = 0,028 \text{ м}$; $l_2 = 0,03 \text{ м}$;
- диаметр диафрагменных уплотнений: $d_{1y} = 0,59 \text{ м}$; $d_{2y} = 0,6 \text{ м}$.

В диске имеется $z_0 = 7$ разгрузочных отверстий $d_0 = 40 \text{ мм}$. Корневой зазор $\delta_a^k \approx 3 \text{ мм}$, радиальный зазор в диафрагменном уплотнении ступенчатого типа $\delta_y = 0,5 \text{ мм}$, число гребней $z_y = 6$; высота ступеньки в уплотнении $\Delta_{ст} = 4 \text{ мм}$.

Из расчета ступени:

$$P_0 = 4,616 \text{ МПа,}$$

$$P_2 = 3,96 \text{ МПа,}$$

$$P_{1(ср)} = 4,288 \text{ МПа.}$$

Средняя степень реактивности $\rho = 0,1$.

Осевое усилие в ступени (4.91):

$$R_a^{cm} \approx R_a^l \square R_a^D \square R_a^{sm} \square R_a^{Dy}; \quad (4.91)$$

где R_a^l – усилие на рабочие лопатки (4.92):

$$R_a^l \approx G_n * c_1 * \sin \alpha_1 \square c_2 * \sin \alpha_2 \square * * P_{1cp} \square P_2 \square \quad (4.92)$$

где R_a^D – усилие на диск (4.93):

$$R_a^D \approx \frac{\pi}{4} * d_2 \square l_2 \square d_{2y} \square * P'_1 \square P_2 \square \quad (4.93)$$

где R_a^{sm} – усилие, действующее на кольцевую поверхность диска, обусловленную

разностью диаметров переднего и заднего уплотнений (4.94):

$$R_a^{em} \approx P_1 \frac{\pi}{4} (d_{2y}^2 - d_{1y}^2) \quad (4.94)$$

где R_a^{Ly} – усилие, действующее на кольцевую поверхность ступени диафрагменного уплотнения (4.95):

$$R_a^{Ly} \approx \frac{1}{2} (P_0 - P_1) (d_{1y} - d_{cm}) \quad (4.95)$$

где P_1 – давление перед диском;

P_{1cp} – давление на среднем диаметре.

При вычислении осевого усилия, действующего на рабочие лопатки пренебрегаем первым членом, т.к. $c_1 \sin \alpha_1 \approx c_2 \sin \alpha_2$, тогда:

Разность давлений по обе стороны диска находим по формуле (4.96):

$$R_a^a \approx \pi (d_2 - d_1) (P_{1cp} - P_2) \quad (4.96)$$

$$R_a^a \approx 3,14 \cdot 0,95 \cdot 0,03 \cdot 4,288 \cdot 3,96 \cdot 10^6 \approx 29352 \text{ Н} \approx 29,3 \text{ кН}$$

$$R_a^D \approx \frac{\pi}{4} (d_2^2 - d_{2y}^2) (P'_1 - P_2) \quad (4.97)$$

Здесь $P'_1 - P_2 \approx k (P_1 - P_2)$

k принимается из диапазона 0,7...0,8 [34].

$$R_a^D \approx \frac{3,14}{4} \cdot 0,95 \cdot 0,03^2 \cdot 0,6^2 \cdot 0,7 \cdot 4,028 \cdot 3,96 \cdot 10^6 \approx 18174 \text{ Н} \approx 18,174 \text{ кН}$$

Усилие, определяемое разницей d_{1y} и d_{2y} :

$$R_a^{em} \approx 4,288 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,6^2 \cdot 0,59^2 \approx 40 \text{ кН}$$

Усилие, действующее на ступеньки уплотнения:

$$R_a^{Ly} \approx \frac{4,616 \cdot 3,96 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot 0,59 \cdot 10^6}{2} \approx 2,43 \text{ кН}$$

Полное осевое усилие:

$$R_a^{cm} \approx 40 + 29,3 + 18,174 + 2,43 \approx 89,9 \text{ кН}$$

4.5 Механические расчеты элементов турбины

В выпускной квалификационной работе механический расчет выполняется для проверки на прочность корневого сечения пера рабочей лопатки первой нерегулируемой ступени. Расчет ведем по методике [34].

Во время работы турбины рабочие лопатки подвергаются действию центробежных сил, вызывающих напряжение растяжения σ_p и усилию, создаваемому разностью давлений пара по обе стороны лопаток, вызывающие изгибающее напряжение $\sigma_{и}$. Наибольшее напряжение возникает в корневом сечении рабочих лопаток М – N. Суть механического расчета пера рабочей лопатки заключается в проверке принятых геометрических размеров профиля принятых в тепловом расчете ступени давления - хорды b_2 и площадь профиля f . Если суммарное напряжение в корневом сечении не превышает допустимого напряжения, значит, принятые размеры проходят по условиям прочности (4.98).

$$\sigma_{\Sigma} \leq \sigma_p + \sigma_{и} \leq \sigma_{доп} \quad (4.98)$$

Кроме указанных выше статических сил на рабочие лопатки действуют динамические силы, возникающие от неравномерности вращения ротора, неравномерности парового потока и т.д. Эти силы вызывают вибрацию лопаток. Расчет динамических сил выполняться не будет, однако учтем его при выборе допустимого напряжения. С учетом выше сказанного $\sigma_{доп} \approx 80 \div 100$ МПа.

4.5.1 Расчет рабочей лопатки на растяжение

Растягивающие усилия в корневом сечении лопатки вызываються центробежными силами собственной массы пера лопатки $C_{л}$, шипа (шипов) $C_{ш}$ и участка ленточного бандажа $C_{б}$, приходящегося на одну лопатку.

Центробежная сила пера лопатки (4.99):

$$C_{л} \approx 10^{-4} \cdot \rho \cdot f_2 \cdot \omega^2 \cdot \frac{d_1}{2} \cdot \rho \cdot f_2^2, \text{ кН}; \quad (4.99)$$

где f_2 — площадь корневого сечения профиля лопатки и для прямых лопаток равна площади поперечного сечения на среднем диаметре выбранного профиля, $f_2 \approx 2,44 \text{ см}^2$.

$$C_{л} \approx 10^{-4} \cdot 7,44 \cdot 0,03 \cdot \frac{0,95}{2} \cdot 800 \cdot 10^2 \approx 67,8 \text{ Н}.$$

Центробежная сила шипа и участка бандажа (4.100):

$$C_{ш} + C_{б} \approx k \cdot \rho \cdot B_6 \cdot \omega^2 \cdot \frac{d_6}{2}, \text{ кН}; \quad (4.100)$$

где B_6 — ширина бандажной ленты принимается конструктивно (4.101);

$$B_6 \approx B_2 \approx 5 \text{ мм}, \quad (4.101)$$

где B_2 — ширина рабочей решётки определяется как (4.102):

$$B_2 \approx b_2 \cdot \sin \beta_{уст}, \text{ мм}; \quad (4.102)$$

где $\beta_{уст} \approx 79^\circ$ — установочный угол выбранного профиля рабочей лопатки.

$$B_2 \approx 25,9 \cdot \sin 79^\circ \approx 25,4 \text{ мм};$$

$$B_6 \approx 25,4 \cdot 5 \approx 30,4 \text{ мм};$$

$a \approx 3 \text{ мм}$ — ширина бандажной ленты принимается 3 – 4 мм;

t_6 — шаг шипов по бандажу (4.103):

$$t_6 \approx t_2 \cdot \frac{d_6}{d_1}, \text{ мм}; \quad (4.103)$$

где d_6 — диаметр бандажа, определяемый по формуле (4.104):

$$d_6 \approx d_{10} \cdot l_2 \cdot a \quad (4.104)$$

$$d_6 \approx d_{10} \cdot l_2 \cdot a \approx 0,95 \cdot 0,03 \cdot 0,003 \approx 0,983 \text{ м},$$

$$t_6 \approx 15,54 \cdot \frac{880}{815} \approx 16,8 \text{ мм},$$

$$C_{ш} \approx C_6 \approx 0,785 \cdot 0,4 \cdot 6,8 \cdot \frac{1010}{2} \approx 607 \text{ Н}.$$

Суммарная величина центробежных сил этих элементов ΔC определяется по формуле (4.105):

$$\Delta C \approx C_l \cdot C_{ш} \cdot C_6 \quad (4.105)$$

$$\Delta C \approx 67,8 \cdot 607 \approx 674,8 \text{ Н}.$$

Напряжение растяжения от действия центробежных сил в корневом сечении рабочей лопатки равно (4.106):

$$\sigma_p \approx \frac{\Delta C}{f} \quad (4.106)$$

$$\sigma_p \approx \frac{674,8}{2,44 \cdot 10^4} \approx 2,76 \text{ МПа}.$$

									лист
									59
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

4.6 Тепловой расчет сетевого подогревателя

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Исходные данные для расчета сетевого подогревателя

Режим	1	2
Абсолютное давление пара в отопительном отборе, кгс/см	-	1,2
Температура пара в отопительном отборе,	-	104
Расход пара в отопительном отборе, т/ч	-	150
Температура сетевой воды на входе/выходе бойлера, °С	-	53/99,6
Тепловая нагрузка бойлера, Гкал/ч / МВт	-	79,1/92
Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	-	79,1

Расчет ведем по методике, изложенной в [34].

Температура насыщения в подогревателе [24]: $t_s \approx f(P_H) \approx 104,8 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Температура воды на выходе из подогревателя: $t_{B.BYIX} \approx 99,6 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Энтальпия воды на выходе из подогревателя [24]:

$$h_{B.BYIX} \approx f(P_B, t_{B.BYIX}) \approx 417,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия воды на входе в подогреватель: $h_{B.BX} \approx (P_B, t_{B.BX}) \approx 222,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$

Расход сетевой воды определяется по формуле: (4.107):

$$G_B \approx \frac{Q}{(h_{B.BYIX} - h_{B.BX})} \quad (4.107)$$

$$G_B \approx \frac{92000}{(417,6 - 222,1)} \approx 470,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$t_{B.BX} \approx f(P_B, h_{B.BX}) \approx 82,85 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воды в трубках (4.108):

$$t_{B.CP} \approx \frac{t_{B.BX} + t_{B.BYIX}}{2} \quad (4.108)$$

$$t_{B.CP} \approx \frac{99,6 + 53}{2} \approx 76,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Параметры нагреваемой воды [24]:

$$\text{Удельный объем: } \vartheta_B \approx f(P_B, t_{B.CP}) \approx 1,027 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Коэффициент теплопроводности: $\lambda_B \approx f(P_B, t_{B,CP}) \approx 0,6645 \frac{Вт}{м \cdot К}$.

Критерий Прандтля: $Pr_B \approx f(P_B, t_{B,CP}) \approx 2,343$

Коэффициент динамической вязкости: $\mu_B \approx f(P_B, t_{B,CP}) \approx 3,715 \cdot 10^{-4} Па \cdot с$.

Коэффициент кинематической вязкости (4.109):

$$\nu_B \approx \mu_B \cdot \rho_B \quad (4.109)$$

$$\nu_B \approx 3,715 \cdot 10^{-4} \cdot 0,027 \cdot 10^3 \approx 3,813 \cdot 10^{-7} \frac{м^2}{с}$$

Средний температурный напор (4.110):

$$t_{CP} \approx \frac{t_B + t_M}{\ln \frac{t_B - t_{CP}}{t_M - t_{CP}}} \quad (4.110)$$

$$t_{CP} \approx \frac{51,8 + 5,2}{\ln \frac{51,8 - t_{CP}}{5,2 - t_{CP}}} \approx 20,27 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где t_B – большой температурный напор (4.111); t_M – меньший температурный напор (4.112).

$$t_B \approx t_S \approx t_{B,ВХ} \quad (4.111)$$

$$t_B \approx 104,8 + 53 \approx 51,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_M \approx t_S \approx t_{B,ВЫХ} \quad (4.112)$$

$$t_M \approx 104,8 + 99,6 \approx 5,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Расход пара: } G_{II} \approx 41,55 \frac{кг}{с}$$

где $\eta_{II} \approx 0,98$ – КПД подогревателя [39].

Внутренний диаметр труб (4.113):

$$d_{BH} \approx d_H \approx 2 \cdot s \quad (4.113)$$

$$d_{BH} \approx 0,019 + 2 \cdot 0,001 \approx 0,017 \text{ м},$$

где $d_H \approx 0,019 \text{ м}$ – наружный диаметр труб [39];

$s \approx 0,001 \text{ м}$ – толщина стенки труб [39].

Принимаем скорость воды в трубах по прототипу [39]: $\omega_B \approx 1,75 \frac{м}{с}$.

Число ходов воды принимаем, исходя из прототипа [39]: $z \approx 2$.

Расчетное число труб в одном ходе воды (4.114):

$$N_{1X} \approx \frac{4 G_B \rho_B}{\pi d_{BH}^2 \omega_B} \quad (4.114)$$

$$N_{1X} \approx \frac{4 \cdot 70,5 \cdot 0,027 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 0,017^2 \cdot 1,75} \approx 1217 \text{ шт.}$$

Общее число трубок в подогревателе (4.115):

$$N \approx N_{1X} \cdot z \quad (4.115)$$

$$N \approx 1217 \cdot 2 \approx 2434 \text{ шт.}$$

Критерий Рейнольдса для воды (4.116):

$$Re_B \approx \frac{d_{BH} \omega_B}{\nu_B} \quad (4.116)$$

$$Re_B \approx \frac{0,017 \cdot 1,75}{3,813 \cdot 10^{-7}} \approx 0,78 \cdot 10^5.$$

Критерий Нуссельта при $Re_B > 10^4$ (4.117):

$$Nu \approx 0,023 Re_B^{0,8} Pr_B^{0,4} \quad (4.117)$$

$$Nu \approx 0,023 \cdot (0,78 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 3,43^{0,4} \approx 265.$$

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

Коэффициент теплоотдачи от трубок к воде (4.118):

$$\alpha_2 \approx \frac{Nu \rho_B \omega_B \varepsilon_L}{d_{BH}} \quad (4.118)$$

$$\alpha_2 \approx \frac{265 \cdot 0,6645 \cdot 10358 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}}{0,017}.$$

Коэффициент теплопередачи (принимаем):

									лист
									62
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

$K'=(2,5\dots4,5)=4,242 \text{ кВт}/(\text{м}^2\text{чК})$ [39]

Удельный тепловой поток (119):

$$q \approx K' \Delta t_{cp} \quad (4.119)$$

$q \approx 4,242 \cdot 0,27 \approx 85,98 \text{ кВт}/(\text{м}^2\text{чК})$

Определяем параметры конденсата:

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

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

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

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

Коэффициент кинематической вязкости (4.120):

$$\nu_K \approx \mu_K \cdot v_K \quad (4.120)$$

$\nu_K \approx 2,809 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$.

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

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

Число Рейнольдса для пленки конденсата на горизонтальных трубах (4.121):

$$Re_K \approx \frac{q \cdot \mu_K \cdot m}{\mu_K \cdot \lambda_K} \quad (4.121)$$

$Re_K \approx \frac{85,98 \cdot 10^{-4} \cdot 0,019 \cdot 2}{2,682 \cdot 10^{-4} \cdot 2244} \approx 102,28$,

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/(м²чК), для $40 < Re < 400$ (4.122):

$$\alpha_1 \approx 0,19 \cdot Pr_K^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{g}{\nu_K} \cdot \lambda_K^{\frac{1}{4}} \quad (4.122)$$

$$\alpha_1 \approx 0,19 \cdot 6,667^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{9,8}{2,809 \cdot 10^{-7}} \cdot 0,6796 \approx 7641 \frac{Вт}{м^2 К}$$

Коэффициент теплопередачи (4.123):

$$K \approx \frac{1}{d_{CP} \cdot \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{TP}} + \frac{d_H}{\alpha_2} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (4.123)$$

$$K \approx \frac{1}{0,018 \cdot \frac{1}{7641} + \frac{1}{2 \cdot 106} + \frac{0,019}{0,017} + \frac{1}{10358}} \approx 4,242 \frac{кВт}{м^2 К},$$

где d_{CP} — средний диаметр трубок (4.124):

$$d_{CP} \approx \frac{d_H + d_{BH}}{2} \quad (4.124)$$

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

где $\lambda_{TP} \approx 106 \frac{Вт}{м К}$ — коэффициент теплопроводности материала трубок (латуни) [39];

Относительная погрешность расчета коэффициента теплопередачи (4.125):

$$\delta K \approx \frac{|K - K'|}{K} \cdot 100\% \quad (4.125)$$

$$\delta K \approx \frac{|4,242 - 4,242|}{4,242} \cdot 100\% \approx 0\%, \text{ что не превышает } 2\%.$$

Площадь поверхности теплообмена (4.126):

$$F \approx \frac{Q}{K \cdot t_{CP}} \quad (4.126)$$

$$F \approx \frac{92 \cdot 10^3}{4,242 \cdot 0,27} \approx 1067 м^2.$$

4.7 Конструкторский расчет подогревателя

Расчет ведем по методике, изложенной в [39].
 Длина трубок подогревателя (4.127):

$$L \approx \frac{F}{\pi \cdot d_{CP} \cdot N} \quad (4.127)$$

$$L \approx \frac{1067}{3,14 \cdot 0,018 \cdot 434} \approx 7,7 \text{ м.}$$

Диаметр трубного пучка (4.128):

$$D_{TP} \approx 1,05 \cdot \sqrt{\frac{N}{\psi}} \quad (4.128)$$

$$D_{TP} \approx 1,05 \cdot 0,031 \cdot \sqrt{\frac{2434}{0,7}} \approx 1,919 \text{ м,}$$

где t – шаг между осями трубок (4/129):

$$t = d_H \cdot \bar{t} \quad (4.129)$$

$$t = 0,024 \cdot 1,3 = 0,031$$

$\bar{t} \approx 1,3$ – относительный шаг [39];

$\psi \approx 0,85$ – коэффициент заполнения трубной доски [39].

4.8 Расчет технико-экономических показателей работы турбоагрегата Т-60/65-8,8 и вспомогательного оборудования

В таблице 4.8 представлены исходные данные для расчета турбоагрегата ПТ-60/65-8,8.

Таблица 4.8 – Исходные данные для расчёта турбоагрегата Т-50/60-8,8

Исходные данные	Обозначение	Значение
1	2	3
Начальное давление пара, МПа	P_0	90
Начальная температура пара, °С	t_0	535
Расход пара на турбину, кг/с	D_0	250
Давление пара, поступающего в конденсатор, кПа	P_k	3,4
Число регенеративных отборов, шт.	z	5
Давление пара в деаэраторе питательной воды, МПа	$P_{ДПВ}$	6

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3
Конечная температура регенеративного подогрева питательной воды, °С	$t_{нв}$	214,53
Температура наружного воздуха, °С	$t_{нар}$	-32
Доля утечки пара и конденсата	$\alpha_{ут}$	0,03732
Дренаж эжекторов в конденсатор, т/ч		0,00128
Коэффициент теплофикации	α_T	1
Доля пара из деаэратора на концевые уплотнения и эжектор	$D_{э.у.}$	0,00436
Доля утечки из уплотнения в отбор №2	$a_{ут}$	0,0088
Доля продувки котла	$a_{пр}$	0,01
Доля выпара деаэратора	$a_{вып}$	0
КПД парогенератора	$\eta_{ПГ}$	0,92
КПД подогревателей	$\eta_{ПО}$	0,98
КПД питательного насоса	$\eta_{ПН}$	0,8
Внутренние относительные КПД турбины		
1-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 1}$	0,76
2-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 2}$	0,58
3-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 3}$	0,96
4-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 4}$	0,87
5-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 5}$	0,45
6-ый отсек	$\eta_{0\text{отсек } 6}$	-0,14
КПД элементов тепловой схемы		
КПД расширителя непрерывной продувки	η_P	0,98
КПД сетевого подогревателя (ПСГ)	$\eta_{ПСГ1}$	0,99
КПД деаэратора питательной воды	$\eta_{ДПВ}$	0,995
КПД эжектора уплотнений	$\eta_{ЭУ}$	0,995
КПД генератора – механический	η_M	0,98
КПД генератора – электрический	$\eta_{Э}$	0,983
КПД трубопроводов	η_T	0,96

По заданной температуре окружающей среды, по температурному графику сетевой воды и диаграмме режимов Т-50/60-8,8/0,12 определяем:

- расход сетевой воды: 2455 т/час;
- отопительная нагрузка турбины: 98,6 Гкал;
- температура сетевой воды после ПСГ: 110 °С;
- температура обратной сетевой воды: 70 °С.

По таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара в состоянии насыщения, используя температуры, находим:

- энтальпия воды после ПСГ: 461,9 кДж/кг;
- энтальпия сетевой воды в обратной магистрали: 293,7 кДж/кг.

В таблице 4.9 представлен расчет параметров пара, конденсата и воды в элементах тепловой схемы турбоагрегата.

Таблица 4.9 – Параметры пара, конденсата и воды

Точка процесса в турбине		0	1	2	2	3	4	4	5	6
Элементы тепловой схемы			ПВД-5	ПВД-4	ДП	ПНД-3	ПНД-2	ПСГ	ПНД-1	К
Пар в отборе	P , МПа	8,83	2,15	1,15	–	0,36	0,18	–	0,01	3,4
Пар в отборе	$\eta_{0\text{отсек}}$	–	0,76	0,58	–	0,96	0,87	–	0,45	-0,14
	T , °С	535	357,6	304,2	–	170,4	116,3	–	33,9	26,2
	Степ. сух-ти	-1,00	-1,00	-1,00	–	-1,00	0,99	–	0,96	0,81
	h , кДж/кг	3478	3152	3057	3057	2801	2689	–	2462	2470
Пар в подогревателе	$P_{\text{подог}}$, МПа	–	2,062	1,101	0,588	0,342	0,169	–	0,032	3,4
Дренаж	t_H , °С	–	213,9	184,1	158,0	138,0	115,0	–	70,6	26,2
	Энтальпия дренажа h'' , кДж/кг	–	915,7	781,5	667,1	580,7	482,7	–	295,6	109,8
Вода	Недогрев, °С	–	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	–	3,0	10,0
	Тем-ра выход, °С	–	213,9	184,1	158,0	135,0	112,0	–	67,6	16,2
Вода	Энтальпия выход, кДж/кг		920,0	788,3	667,1	568,2	470,4	–	283,7	68,1
	Тем-ра вход, °С	–	184,1	162,0	135,0	112,0	67,6	–	33,5	5,0
	Энтальпия вход, кДж/кг		788,3	692,7	568,2	470,4	283,7	–	141,1	21,8
Удельная работа, кДж/кг		326,0	136,8	213,8		112,2	226,9		-8,0	–
Доли пара в отбор		–	0,063	0,041	0,031	0,041	0,012	0,753	0,002	0,06
Коэффициент недовыработки		1	0,677	0,677		0,097	0,217		0,862	–
Коэффициент расхода		0,989	0,926	0,863		0,822	0,057		0,057	
Мощность отсека, МВт		22,54	8,86	12,898		6,447	0,909		-0,032	–

Доля расхода пара на турбину: $\alpha_{TV}=1$;

Доля расхода питательной воды: $\alpha_{ПВ}=\alpha_{TV}+ \alpha_{ym}+ \alpha_{np}=1,047$.

Расчет энтальпий для элементов тепловой схемы агрегата представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет энтальпий элементов тепловой схемы

Наименование	Энтальпия пара	Энтальпия дренажа	Энтальпия вход	Энтальпия выход	Доля воды	Доля пара
	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг		
ПВД-5	3151,6	915,7	788,3	920,0	1,0473	0,0629
ПВД-4	3056,9	781,5	692,7	788,3	1,0473	0,0411
ДП	3056,9	667,1	568,2	667,1	0,9121	0,0311
ПНД-3	2800,9	580,7	470,4	568,2	0,9121	0,0409
ПНД-2	2688,7	482,7	288,7	470,4	0,1591	0,0115
ПСГ	2688,7	482,7	293,7	461,9	0,9101	0,7530
ПНД-1	2956,6	295,6	141,1	283,7	0,1046	0,0019
К	2469,7	109,8	21,8	68,1	0,0883	0,0573

Результаты расчета технико-экономических показателей (ТЭП) работы турбоагрегата Т-50/60-8,8 и вспомогательного оборудования представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет ТЭП

Наименование	Ед. изм.	На турбину	1 отбор	2 отбор	3 отбор	4 отбор	5 отбор	К-ор	ПВ	ДП
Температура	°С	500	357,6	304,2	170,4	116,3	33,9	26,4	231,3	250
Давление	МПа	8,8	2,15	1,15	0,36	0,18	0,005	3,4	18	0,57
Энтальпия	кДж/кг	3477	3152	3057	2801	2689	2462	2470	999,7	2959
Степень сухости	–	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	0,99	0,96	0,81	–	–
Удельная энтропия	–	6,78	6,95	7,07	7,09	7,14	8,05	8,27	–	–
Энтальпия в конце адиабатного процесса расширения	–	–	3049,9	2988	2791	2671	2183	2403	–	–
Внутренний относительный КПД отсека	–	–	0,76	0,58	0,96	0,87	0,45	-0,14	–	–

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261 ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» требует соблюдение правовых, экономических и организационных условий энергосбережения всех видов энергетических ресурсов.

На Аргаяшской ТЭЦ предусматриваются некоторые мероприятия, направленных на предотвращение, ограничение потерь энергии, и обеспечение ее разумного использования.

Мероприятия по энергосбережению закладываются не только на самой Аргаяшской ТЭЦ в целом, но и в объеме каждого турбоагрегата, установки в отдельности. Например, включения основного и вспомогательного оборудования в общую технологическую схему ТЭЦ, а также работы разрабатываются с учетом эффективного использования энергии.

Эффективность технологических циклов Аргаяшской ТЭЦ повышается за счет:

- использования основного и вспомогательного оборудования, с высокими показателями надежности;
- установки турбоагрегата, предназначенного для комбинированной выработки электроэнергии и тепла;
- использования турбоагрегата, имеющий систему регенеративного подогрева основного конденсата;
- возврат в расширитель горячих дренажей турбоустановки и трубопроводов, пар и конденсат который снова используются в цикле турбоустановки;
- подачи подогретой воды из оборотного контура водоснабжения после конденсаторов на установку подпитки теплосети, что, помимо уменьшения потерь тепла экономит расход топлива;
- применение оборудования с частотным приводом;
- применения тепловой изоляции для уменьшения потерь тепла от горячих поверхностей оборудования и трубопроводов;
- организованного сбора постоянных стоков, что уменьшает расход исходной (сырой) воды на нужды Аргаяшской ТЭЦ, а также нагрузку на систему химводоподготовки;
- контроля и учета основных технологических параметров установок и агрегатов (температура, давлений, расходов, химконтроль и т.д.), что позволяет производить своевременную объективную оценку технического состояния установок и, при необходимости, выполнять мероприятия по повышению их энергетической эффективности, то есть производить ремонты и реконструкции;
- учета и контроля объема и качества опускаемой продукции – тепловой и электрической энергии;
- учета и контроля объема и качества получаемого сырья – топлива, горюче-смазочных материалов, воды, химреагентов и т.д.;

									лист
									69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

– оптимальной схемы теплофикации Аргаяшской ТЭЦ с максимальным использованием тепла низкопотенциального пара.

Кроме выше изложенного при замене турбоагрегата еще предусмотрены технические решения, обеспечивающие выработку электростанцией электроэнергии нужного качества с минимальными затратами ее на собственные нужды.

К числу этих решений относятся:

– применение современной запорно-регулирующей арматуры с уменьшенным энергопотреблением;

– применение для освещения помещений люминесцентных ламп с уменьшенным, по сравнению с лампами накаливания, энергопотреблением;

– оснащение энергоблока современной, интегрированной АСУТП на базе микропроцессорной техники с минимальным, по сравнению с традиционными средствами автоматизации, энергопотреблением;

– реализация в АСУТП задач оптимального управления технологическим и электротехническим оборудованием, в том числе:

1) автоматическое регулирование технологических и электротехнических параметров энергоблока, включая регулирование активной и реактивной мощности;

2) автоматические защиты технологического и электротехнического оборудования, обеспечивающие автоматический останов (отключение) оборудования при аварийном отклонении параметров от заданных значений;

3) коммерческий и технический учет энергоносителей и электроэнергии на базе высокоточных микропроцессорных счетчиков;

4) диагностика состояния оборудования и его технических средств системы, автоматический контроль;

5) дистанционная настройка регуляторов, защит и сигнализации.

									лист
									70
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Раздел «Вопросы экологии» – это оценка, анализ, выявление и учет в проектных решениях предполагаемых воздействий намечаемой хозяйственной деятельности, вызываемых ими изменений в окружающей среде, а также возможных последствий для всего общества.

Данный раздел рассмотрен на основании с нормативно-правовыми и инструктивно-методическими документами, регламентирующими выполнение работ по оценке воздействия на окружающую среду, действующими на всей территории РФ. Базовыми являются следующие:

- экологический Кодекс РФ, 9 января 2007 г.;
- инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации (Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды РК от 28 июня 2007 года № 204-п);
- РНД 03.3.0.4.01-95. Методические указания по оценке влияния на окружающую среду размещенных в накопителях производственных отходов, а также складированных под открытым небом продуктов и материалов;
- «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №93, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17 января 2012 года.

Целью данного раздела является всестороннее рассмотрение всех предполагаемых преимуществ и потерь экологического, экономического и социального характера, связанных с производственной деятельностью предприятия и разработка эффективных мер по снижению вынужденных неблагоприятных воздействий на окружающую среду до приемлемого уровня.

6.1 Оценка воздействия на окружающую среду и условия жизни населения

Анализ возможного изменения состояния природной среды, оценка воздействия работ на окружающую среду и условия жизни населения, и, прогноз ее изменения выполнены для:

- воздушной среды;
- поверхностных и подземных вод;
- здоровья человека.

По полученным данным выполнена общая оценка на окружающую среду.

При реализации данной деятельности в той или иной степени будет иметь место комплексное воздействие на окружающую среду.

6.2 Качество атмосферного воздуха

Площадка рассматриваемого предприятия расположена в промышленной зоне

									лист
									71
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

на севере поселка Новогорный, вблизи автомобильных и железных дорог.

На сегодняшний день состояние атмосферного воздуха п. Новогорный удовлетворительное.

6.3 Потребность в ресурсах на период строительства

При организации работ в условиях действующего предприятия, которое является опасным производственным объектом, уделено особое внимание вопросам, промышленной безопасности, пожарной и экологической безопасности, охране труда и техники безопасности.

В процессе организации работ по демонтажу и монтажу турбоагрегата будет задействована различная техника строительно-монтажной организации.

Временное размещение разработанного грунта будет осуществляться на территории ТЭЦ. Хранение инертных материалов, а также участков для приготовления бетонного раствора на площадке не предусматриваются.

Образующиеся строительные отходы складываются на территории Аргаяшской ТЭЦ с последующим вывозом на полигон по договору со специализированными организациями.

Строительно-монтажные работы выполняются в стесненных условиях на территории и внутри цехов действующего энергетического предприятия, без прекращения теплоснабжения потребителей.

Строительно-монтажные работы связаны с некоторыми выбросами загрязняющих веществ в атмосферу:

- земляные работы, включающую выемку грунта, устройство основания под фундаменты с использованием инертных материалов (песок, щебень, песчано-гравийная смесь);
- работа автотракторной техники, автотранспорта;
- покрасочные работы;
- электросварочные, газосварочные работы.

6.4 Обоснование принятого размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

Согласно санитарно-эпидемиологического заключения по проекту нормативов предельно допустимых эмиссий (выбросов) вредных веществ в атмосферу Аргаяшской ТЭЦ (№9-24/180 от 16.03.2012 г.) относится ко второму классу опасности с размером санитарно-защитной зоны от 500 м до 999 м и к I категории согласно Экологического кодекса.

Выполнение всех монтажных и демонтажных работ по замене устаревшего турбоагрегата и инженерных сетей осуществляется на территории Аргаяшской ТЭЦ.

При эксплуатации нового проектируемого агрегата увеличение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу происходить не будет. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе Аргаяшской ТЭЦ останутся на

									лист
									72
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

уровне утвержденного проекта нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) на период 2012-2016 гг.

На основании выше изложенного, размер СЗЗ для Аргаяшской ТЭЦ не изменяется.

6.5 Оценка воздействия на воздушную среду

В процессе эксплуатации нового установленного оборудования увеличения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу происходить не будет.

Дополнительные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу будут осуществляться при проведении строительно-монтажных работ вследствие проведения сварочных и покрасочных работ работы, ДВС транспорта, выемки грунта.

Увеличение выбросов в период строительства в целом по предприятию будет происходить по следующим веществам: диоксид азота, оксид азота, керосин, оксид углерода, железо и его соединения, марганец и его соединения, углерод черный, диоксид серы, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, ксилол, бензин, уайт-спирит, пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния.

Строительно-монтажные работы включают в себя передвижные источники выбросов и имеют эпизодический характер.

Согласно действующего проекта нормативов ПДВ расчетами рассеивания выбросов загрязняющих веществ, проведенными с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ, показано, что при неблагоприятных метеорологических условиях в жилой зоне п.Новогорный могут быть превышены санитарные нормативы качества атмосферного воздуха по взвешенным веществам и группе суммации пылей.

Однако вклад источников выбросов ТЭЦ в точках максимальных концентраций в общий уровень загрязнения атмосферного воздуха по этим показателям равен нулю, т.е. отсутствует.

Выбросами остальных вредных веществ не создается концентраций вредных веществ более 1 ПДК за пределами санитарно-защитной зоны ТЭЦ.

В соответствии с положительным заключением государственной экологической экспертизы на проект нормативов ПДВ (заключение № 1137/1-7 от 04.04.2012 г.) в атмосферу будут выбрасываться загрязняющие вещества по 36-ти наименованиям, в количестве 20 076,270379 т/год, из них: твердые – 3 548,441905 т/год, жидкие и газообразные – 16 527,828474 т/год.

На период строительно-монтажных работ в атмосферу будут выбрасываться загрязняющие вещества по 14-ти наименованиям, в количестве 7,68294 т/год, из них: твердые – 0,61803 т/год, жидкие и газообразные – 7,06491 т/год.

При проведении строительно-монтажных работ будут осуществлять выбросы загрязняющих веществ в атмосферу 4 неорганизованных источников (из них 1 источник выброса передвижной).

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ					73

На период строительно-монтажных работ нормативные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу без учета автотранспорта и автотракторной техники составят 0,26931 т/год, из них: твердые – 0,15283 т/год, жидкие и газообразные – 0,11648 т/год.

6.6 Мероприятия по охране атмосферы

Суммарного прироста потребления топлива после реализации проектных решений происходить не будет.

Следовательно, при эксплуатации турбоагрегата ст. № 4 типа ПТ-60/65-8,8 увеличения выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух происходить не будет. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превысят установленный лимит на 2012-2016 гг., утвержденный проектом нормативов ПДВ (заключение № 1137/1-7 от 04.04.2012 г.).

6.7 Водопотребление и водоотведение

Источником водоснабжения хозяйственно-питьевого водопровода Аргаяшской ТЭЦ являются сети п. Новогорный. Подача воды на Аргаяшскую ТЭЦ осуществляется по двум вводам диаметром 150 мм каждый из кольцевой сети.

Источником производственно-противопожарного водоснабжения Аргаяшской ТЭЦ является озеро Улагач. Производственные и противопожарные нужды обеспечиваются технической водой (после конденсаторов турбин), забираемой из циркуляционных диаметром 2 200 мм. На площадке Аргаяшской ТЭЦ имеется разветвленная сеть производственно-противопожарного водопровода, охватывающая всех потребителей. Так же на площадке Аргаяшской ТЭЦ имеется резервное подключение противопожарных сетей диаметром 150 мм к городским сетям.

Подача технической воды на Аргаяшской ТЭЦ осуществляется насосной станцией оборудованной 4 насосами ОП-2-110-50, производительностью 18 000 м³/ч.

Вода после охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования отводится в озеро Улагач по двум трубопроводам. Выпуск воды производится по железобетонному тоннелю.

Бытовые стоки от зданий и сооружений площадки Аргаяшской ТЭЦ с помощью насосной станции ТЭЦ перекачиваются в одноименные сети города.

После реализации проектных решений

В турбинном отделении Главного корпуса Аргаяшской ТЭЦ существуют сети водоснабжения:

- сети хозяйственно-питьевого водопровода;
- сети производственно-противопожарного водопровода.

Хозяйственно-питьевой водопровод.

В соответствии с технологическим заданием на проектирование, замена

									лист
									74
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

турбоагрегата №4 не влечет за собой увеличения количества обслуживающего персонала. Дополнительных нагрузок по системе хозяйственно-питьевого водопровода не требуется.

С установкой турбоагрегата №4 водопотребление воды питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды Аргаяшской ТЭЦ остается на прежнем уровне и составляет 38,7 м³/ч (929,1 м³/сут).

Схема и система питьевого водоснабжения Аргаяшской ТЭЦ сохраняется.

Производственно-противопожарный водопровод.

В помещении турбинного цеха проложена кольцевая сеть противопожарного водопровода с установкой на ней пожарных кранов.

Обеспечение напора в сети внутреннего противопожарного водопровода выполняется двумя противопожарными насосами 4К-Б, расходом 90 м³/ч, напором 87 м.в.ст., установленными в турбинном цехе.

С установкой турбоагрегата ст.№4 объем водопотребления технической воды на нужды Аргаяшской ТЭЦ составит 182 067 тыс.м³/год.

Увеличение водопотребления на производственные нужды составляет 17 101 тыс.м³/год.

Баланс водопотребления и водоотведения проектируемого объекта и баланс повторно используемой воды после конденсаторов турбин Аргаяшской ТЭЦ представлены в приложении.

6.8 Оценка воздействия на водную среду

Турбогенератор находится в помещении турбинного цеха КТЦ, воздействия на подземные воды при реконструкции осуществляться не будет. Влияние на водный бассейн озера Улагач не будет.

6.9 Отходы производства и потребления

В период демонтажа существующего технологического оборудования в соответствии с разделом «Организация строительства», а также строительных конструкций и изоляции оборудования образуется 2765,5 т отходов.

Данные отходы согласно договора будут вывозиться на полигон твердых бытовых отходов специализированной организацией.

В результате проведения электросварочных работ с применением штучных сварных электродов остатки и огарки сварочных электродов, будут переданы на переработку специализированной организации (пункты приема металлолома) по договору.

6.10 Воздействие физических факторов

При проведении строительных работ источниками шума и вибрации являются работающие двигатели автомобилей и различного оборудования.

									лист
									75
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Все используемое оборудование, автомобили производятся серийно, уровень шума, вибрации при их работе соответствует допустимым уровням. Все оборудование своевременно проходит технический осмотр.

Для снижения вредного влияния шума на здоровье используются индивидуальные средства защиты органов слуха.

Воздействие физических факторов находится в условиях допустимых.

При реализации данного проекта новых физических воздействий не предвидится.

При данном проектировании нового технологического оборудования приняты все необходимые меры по снижению шума, вибрации, воздействующих на человека на рабочих местах, до нормативных значений.

Использование радиоактивных источников, источников электромагнитных излучений проектом не предусматривается (отсутствует радиационное, электромагнитное воздействие).

6.11 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Влияние проведения работ на здоровье человека и санитарно-эпидемиологическое состояние территории может осуществляться через две среды: гидросферу и атмосферу.

Так как выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при проведении строительных работ не значительные, а при эксплуатации в целом по предприятию выбросы останутся на уровне утвержденного проекта нормативов ПДВ, следовательно, и негативное влияние на здоровье населения будет допустимым.

Проектируемый объект при строительстве не оказывает влияния на водоемы и подземные воды.

В процессе эксплуатации технологического оборудования Аргаяшской ТЭЦ планируется увеличение объемов использования охлаждающей воды из озера Улагач, расположенное в районе поселка Новогорный.

В связи с этим, загрязнение гидросферы на площади влияния предприятия будет допустимым.

6.12 Вероятность аварийных ситуаций

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах различного назначения являются нарушения технологических процессов, технические ошибки обслуживающего персонала, нарушения противопожарных правил и правил техники безопасности, отключение систем энергоснабжения, водоснабжения и водоотведения, стихийные бедствия, террористические акты и т.п.

При условиях соблюдения правил техники безопасности, а также соблюдении

									лист
									76
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

норм техобслуживания техники и оборудования объектов, вероятность возникновения аварийной ситуации мала.

Аварийные ситуации на тепломеханическом оборудовании электростанции могут возникать в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; аппаратов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; при возгорании проточек горючих жидкостей – смазочного масла и т.п.

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проектирование, строительство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими Нормами, Правилами, Инструкциями.

6.13 Выводы

В данной работе выполнена оценка воздействия на окружающую среду при проведении работ по замене турбоагрегата ст. № 4.

На основании приведенных в данной работе материалов можно сделать следующие выводы:

1. Ожидаемое воздействие на атмосферный воздух после реализации проектных решений оценивается как допустимое. В процессе эксплуатации объекта увеличение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу происходить не будет. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу останутся на уровне утвержденного проекта нормативов ПДВ.

2. Воздействие на поверхностные воды допустимое.

3. Воздействие на подземные воды не происходит.

4. Воздействие на почвы допустимое.

Таким образом, в результате реализации проектных решений, связанных с заменой турбоагрегата ст. № 4 типа К-55-90/2 на турбоагрегат типа ПТ-60/65-8,8 увеличения отрицательного воздействия на окружающую среду происходить не будет.

Реализация проектных решений позволит улучшить эффективность и надежность производственного процесса по производству электрической энергии путем замены оборудования взамен устаревшего оборудования. Реализация проекта будет способствовать улучшению социальных условий, выраженных в обеспечении потребителей региона надежной электрической энергией.

									лист
									77
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКА

Для управления технологическими процессами на вновь смонтированной турбине была установлена и включена в работу система АСУТП ТА ст.№4, так называемая автоматическая система управления технологическим процессом турбоагрегата ст. №4. АСУТП ТА-4 предназначена для автоматизации технологического процесса выработки электрической и тепловой энергии в установке

7.1 Структура программного обеспечения

Структура программного обеспечения ЭЧСРиЗ представляет собой совокупность логически связанных алгоритмов, обеспечивающих безопасное управление паровпускными органами и теплофикационным отбором турбины с помощью электрогидравлической системы регулирования и защит (ЭГСРиЗ).

С помощью программного обеспечения в ЭЧСРиЗ реализованы следующие управляющие функции:

- автоматический пуск турбины;
- автоматическое регулирование заданного значения частоты вращения ротора турбины во время разворота, на промежуточных оборотах и холостом ходу;
- автоматическое регулирование активной мощности турбогенератора;
- автоматическое регулирование давления пара перед турбиной в соответствии с заданием оператора;
- автоматическое регулирование давления пара в Т-отбора турбины в соответствии с заданием оператора;
- автоматическое регулирование давления пара в П-отбора турбины в соответствии с заданием оператора;
- автоматическое регулирование температуры подпиточной воды в соответствии с заданием оператора;
- общее первичное регулирование частоты (частоты вращения ротора турбины) и мощности в соответствии с установленными значениями статической неравномерности и мертвой зоны.

Защитные функции:

- противоразгонную защиту турбины по превышению оборотов;
- предварительная противоразгонная защита;
- дополнительная противоразгонная защита;
- защита по несоответствию положения сервомотора РК ЧВД;
- защита по неисправности положения сервомотора РК ЧВД;
- защита отсека 2-6 степеней от недопустимого перепада давления пара с логикой «2 из 3»;
- защита камеры отопительного отбора от повышения давления пара с логикой «2 из 3»;

									лист
									78
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

– «сброс нагрузки до холостого хода» с форсированным закрытием регулирующих клапанов турбины;

– автоматический останов турбины при появлении отказа ЭЧСРиЗ.

Информационные функции:

– сбор и первичная обработка входной информации, контроль достоверности информации;

– отображение оперативной, расчетной и архивной информации о работе системы на экранах станций АРМов;

– вывод аварийной, предупредительной и технологической сигнализации о режиме работы, параметрах режима и состоянии оборудования на рабочие станции оператора и на архивную станцию;

– контроль действий оперативного персонала;

– коммуникацию с АСУ ТП ТА№4 с помощью интерфейса FastEthernet, а также по физическим каналам связи.

Математическое обеспечение ПТК ЭЧСРиЗ строиться при помощи графического редактора построения алгоритмов. Для построения алгоритмов и реализации характерных задач управления используются типовые алгоритмические модули управления и библиотека типовых элементов ПТК «Ovation» версии 3.5.x.

Типовые алгоритмы первичной обработки информации включают:

– проверку достоверности;

– масштабирование;

– фильтрация информации для подавления пульсаций.

Задачи автоматического регулирования описываются в виде алгоритмов, которые реализуют вычисление регулирующей величины регулятора, а также логические операции управления регулятором. Алгоритмы управления построены с учетом приоритетов, которые задаются определенными условиями.

В основном быстром цикле выполняются следующие задачи:

– обмен информацией с модулями входной информации и модулями выдачи управляющих команд и сигналов;

– функциональные задачи (алгоритмы регуляторов, логические задачи управления регуляторами, алгоритмы технологических защит, блокировок и сигнализации).

В основном медленном цикле выполняются следующие задачи: информационные вычисления технологических ограничений по тепловому состоянию турбоагрегата.

Во вспомогательном цикле выполняются функциональные задачи позиционирования сервомоторов турбины, алгоритмы, формирующие команды на закрытие сервомоторов РК при мгновенном сбросе электрической нагрузки, а также при наличии сигналов из схем технологических защит и ЭАБ на останов турбины.

									лист
									79
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

7.2 Функции частей программного обеспечения

7.2.1 Функция дистанционного управления положением РК

Режим регулирования положения РК предназначен для выполнения точного позиционирования РК турбины в соответствии с заданием от оператора или автоматических регуляторов технологических параметров ЭЧСРиЗ.

Предусмотрена возможность изменения заданного значения по положению СРК турбины в сторону открытия или закрытия оператором с видеокadra турбинного контроллера (ТК) АРМ ЭЧСРиЗ.

Режим дистанционного регулирования положения РК может быть использован для проверки работоспособности РК на остановленной турбине с возможностью их открытия на полный ход.

Режим автоматического регулирования положения сервомотора РК предназначен для выполнения их точного позиционирования в соответствии с заданием от вышестоящих автоматических регуляторов турбинного контроллера.

Регулятор позиционирования сервомотора РК выполнен двухкаскадным, где выходное значение одного алгоритма ПИ-регулятора представляет собой уставку для другого алгоритма.

Режим дистанционного регулирования положения СРК включается:

- по команде оператора из видеокadra ТК АРМ ЭЧСРиЗ и режиме «ГЕНЕРАТОР В СЕТИ» и мощностью более 20 МВт;
- при режиме «ГЕНЕРАТОР В СЕТИ» и мощностью менее 20 МВт;
- при неисправностях в контурах позиционирования РК;
- при закрытии всех стопорных и защитных клапанов турбины.

Режим автоматического регулирования положения СРК включается:

- по команде оператора с видеокadra ТК АРМ ЭЧСРиЗ;
- Турбина на холостом ходу;
- при включении одного из автоматических регуляторов турбины (частоты вращения, давления «ДО СЕБЯ», мощности, давление в Т-отборе при «Т-графике»).

7.2.2 Функция регулирования частоты вращения

Регулятор частоты вращения ротора турбины предназначен для точного поддержания заданной частоты вращения на пуске, синхронизации генератора с сетью, а так же в аварийных режимах при отключении генератора от сети.

Контур регулирования частоты вращения состоит из датчика частоты вращения и регулятора частоты вращения.

Датчик частоты вращения управляется оператором с АРМ, а также, когда генератор не в сети, достигнуты подсинхронные обороты и включен автосинхронизатор командами синхронизатора («ПРИБАВИТЬ», «УБАВИТЬ»), которые воздействуют на датчик частоты вращения. Текущее значение задания,

									лист
									80
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

которое интегрируется с установленным оператором темпом к конечной величине, подается на вход регулятора.

Логическая схема определения текущей частоты вращения ротора турбины в диапазоне критических частот (от 700 до 1700 об/мин) автоматически переключает темп изменения скорости на 500 об/мин•с-1 для быстрого преодоления опасного диапазона скоростей.

Сигнал конечного задания (задание от оператора) по частоте вращения ограничивается максимальным допустимым значением, которое зависит от режима работы турбины и составляет 3050 об/мин, а при включении разрешения теста противоразгонной защиты автоматически переключается на 2360 об/мин.

При развороте турбины в автоматическом режиме через РК на байпасе ГПЗ к заданию регулятора скорости добавляется + 50 об/мин. Задатчик регулятора скорости для РК на байпасе ГПЗ и для РК ВД один и тот же, и управляется с видеодиаграммы турбинного контроллера

Величина текущего (и конечного) задания по частоте вращения автоматически устанавливается в ноль, если происходит хотя бы одно из следующих событий:

- Сработала подсистема защит турбины;
- Стопорные и защитные клапана турбины закрыты.

При развороте турбины регулятор частоты вращения реализует пропорционально-интегральный закон управления. Как только генератор включается в сеть регулятор частоты вращения безударно переключается в пропорциональный.

Регулятор частоты вращения не имеет зоны нечувствительности по рассогласованию. В качестве обратной связи используется среднее медианное значение из шести датчиков частоты вращения. В случае отказа датчиков измерения частоты вращения измерение формируется на основе оставшихся, количеством не менее двух, исправных датчиков по принципу максимальное измеренное значение из двух. В случае отказа двух датчиков измерения частоты вращения измерение формируется на основе исправного датчика.

Для уменьшения степени перерегулирования частоты вращения предусмотрен алгоритм автоматического замедления темпа изменения частоты вращения до 0 об/мин•с-1. Замедление темпа повышения частоты осуществляется по апериодическому закону, если разница между уставкой конечной цели задания и текущим значением программного задания менее 100 об/мин.

ЭЧСРиЗ автоматически переключается в режим регулирования частоты вращения в любом из следующих случаев: генератор отключился от сети.

7.2.3 Функция автоматического пуска турбины

Функция автоматического пуска турбины выполняет роль автоматического задатчика частоты вращения турбины в диапазоне от 0 до 3000 об/мин с темпом и временами выдержки на промежуточных оборотах согласно режимной карте пуска и в зависимости от теплового состояния турбины.

									лист
									81
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Логическая схема автоматического пуска предусматривает автоматическое определение теплового состояния турбины и возможность самостоятельного выбора оператором режима автопуска в соответствии с режимной картой пуска турбины (холодный (температура верха ЧВД ниже 1500С), теплый (температура верха ЧВД в пределах 151-4100С), горячий (температура верха ЧВД ≥ 410 0С)).

Ручной выбор типа пуска турбины разрешен для оператора до момента включения в работу задатчика автоматического пуска. В процессе автоматического пуска переключение оператором типа пуска турбины заблокировано.

На видеокадре ЭЧСРиЗ АРМ ЭЧСРиЗ предусмотрены поля отображения текущей цели задания по частоте вращения во время разворота (500, 1200, 3000 об/мин), текущего темпа повышения частоты вращения, времени выдержки на промежуточных оборотах и общее оставшееся время до конца автопуска.

Функция автоматического пуска турбины может быть включена оператором с видеокадра ЭЧСРиЗ АРМ ЭЧСРиЗ при выполнении всех перечисленных ниже условий:

- 1) генератор не в сети;
- 2) защита взведена (открыты все СК и ЗК турбины);
- 3) управление положением РК в режиме «АВТО»;
- 4) регулятор скорости в режиме «АВТО».

В отключенном состоянии логическая схема автоматического пуска турбины находится в слежении за текущим значением частоты вращения ротора турбины для обеспечения возможности безударного включения во всем диапазоне частот.

7.2.4 Функция регулирования мощности

Режим регулирования мощности (РМ) турбогенератора предназначен для формирования задания положения регулирующих клапанов паровой турбины по сигналу текущего задания мощности. Регулятор мощности включается вручную оператором после набора мощности более 20 МВт.

Регулятор мощности автоматически отключается по любому из следующих событий:

- генератор отключился от сети;
- сработала система защит турбины/блока;
- стопорные и защитные клапана закрыты;
- ЭЧСРиЗ переключилась в режим регулирования частоты вращения, давления пара перед турбиной или давления в Т-отборе в режиме «Т-графике».

Контур регулирования мощности содержит:

- задатчик электрической мощности;
- задатчик темпа изменения мощности;
- задатчик максимальной мощности;
- задатчик минимальной мощности;
- регулятор электрической мощности.

Все эти задатчики принимают значения в цифровой форме, заданные

									лист
									82
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

оператором на экране рабочей станции.

Текущее задание мощности формируется в соответствии со значениями ограничений по максимуму и минимуму и интегрируется задатчиком мощности с заданным темпом, а затем передается на регулятор мощности.

Регулятор мощности реализует пропорционально-интегральный закон регулирования. В режиме регулирования мощности текущее задание в МВт с учетом технологических ограничений масштабируется в сигнал задания положения РК в % и корректируется коэффициентом отношения номинального давления пара перед турбиной к текущему заданию по давлению.

Реализовано два режима регулятора мощности: разомкнутый контур и замкнутый контур.

Замкнутый контур управления мощностью (регулятор мощности) поддерживает заданное значение мощности с обратной связью по мощности. В качестве сигнала обратной связи используется сигнал измерения электрической активной мощности генератора.

Турбинный контроллер автоматически переключается из режима регулирования мощности в разомкнутый контур в случае отказа датчика измерения мощности.

Разомкнутый контур управления мощностью (управление регулирующими клапанами по нагрузочной характеристике) поддерживает заданное значение мощности без обратной связи по мощности. Регулирующие клапаны в зависимости от задания открываются в определенное, заложенное в ПО, положение соответствующее заданной мощности при текущем давлении пара.

7.2.5 Функция регулирования давления пара перед турбиной

Регулятор давления пара предназначен для поддержания заданного значения давления пара воздействием на регулирующие клапана турбины (режим «ДО СЕБЯ»). Регулятор может быть включен по команде оператора при работе в сети.

Задание регулятору давления пара перед турбиной формируется алгоритмом задатчика давления с ограничениями по максимальному и минимальному значениям. В момент включения режима задание по давлению приравнивается величине текущего давления пара. При отключенном состоянии регулятора давления пара перед турбиной задатчик переходит в режим отслеживания текущего значения давления.

ЭЧСРиЗ автоматически переключается из режима регулирования давления в режим управления мощностью в случае отказа измерения давления пара.

Регулятор выключается автоматически в следующих случаях:

- генератор отключился от сети;
- неисправен датчик давления пара;
- сработали защиты турбины/блока;
- ЭЧСРиЗ переключилась в режим регулирования мощности;
- ЭЧСРиЗ переведена в режим «Т-графика».

Рассогласование между заданием и текущим давлением пара подается на регулятор давления пара, который реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

7.2.6 Функция регулирования давления пара в Т-отборе

Регулятор давления пара в Т-отборе предназначен для поддержания заданного значения давления пара воздействием на регулирующие клапана турбины в Т-графике или воздействие на ПД в Е-графике. Регулятор может быть включен по команде оператора при работе в сети.

Задание регулятору давления пара в Т-отборе формируется алгоритмом задатчика давления с ограничениями по максимальному и минимальному значениям. В момент включения режима задание по давлению приравнивается величине текущего давления пара. При отключенном состоянии регулятора давления пара в Т-отборе задатчик переходит в режим отслеживания текущего значения давления.

Регулятор выключается автоматически в следующих случаях:

- генератор отключился от сети;
- неисправен датчик давления пара в Т-отборе;
- сработали защиты турбины/блока;
- Включени «островного режима»;
- ЭЧСРиЗ при переводе «Т- Е- графиков».

Рассогласование между заданием и текущим давлением пара подается на регулятор давления пара, который реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

7.2.7 Функция регулирования температуры подпиточной воды

Регулятор температуры подпиточной воды предназначен для поддержания заданного значения температуры подпиточной воды воздействием на поворотную диафрагму турбины. Регулятор может быть включен по команде оператора при работе в сети и в «Т-графике».

Задание регулятору температуры подпиточной воды формируется алгоритмом задатчика температуры с ограничениями по максимальному и минимальному значениям. В момент включения режима задание по температуре приравнивается величине текущей температуры. При отключенном состоянии регулятора температуры подпиточной воды задатчик переходит в режим отслеживания текущего значения температуры.

Рассогласование между заданием и текущим давлением пара подается на регулятор давления пара, который реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

									лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				84

7.2.8 Функция регулирования минимального давления пара перед турбиной

Стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям. Регулятор реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

В качестве обратной связи стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной получает среднеарифметическое из двух измеренных значений давления пара перед СКВД с контролем исправности датчиков.

Стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной вступает в работу при выполнении следующих условий:

- инициализации его включения оператором (команда на включение должна подаваться с видеокadra ТК АРМ ЭЧСРиЗ);
- давление пара перед турбиной понизилось ниже уставки включения;
- отсутствие отказа измерения давления пара перед турбиной.

Стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной выводится из работы при повышении давления выше уставки включения.

7.2.9 Функция регулирования максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях

Стерегущий регулятор максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям.

Регулятор реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

В качестве обратной связи стерегущий регулятор максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях получает медианное значение из трех измеренных значений перепада давления пара на 2-6 ступенях с контролем исправности датчиков.

Стерегущий регулятор максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях вступает в работу при выполнении следующих условий:

- инициализации его включения оператором (команда на включение должна подаваться с видеокadra ТК АРМ ЭЧСРиЗ);
- перепад давления пара на 2-6 ступенях повысилось выше уставки включения;
- отсутствие отказа измерения перепада давления на 2-6 ступенях.

Стерегущий регулятор максимального перепада давления пара на 2-6 ступенях выводится из работы при понижении перепада давления ниже уставки включения.

7.2.10 Функция регулирования максимального давления пара регулирующей ступени

Стерегущий регулятор максимального давления пара в регулирующей ступени входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям.

									лист
									85
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Регулятор реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

В качестве обратной связи стерегущий регулятор максимального давления пара в регулирующей ступени получает значение из датчика давления в регулирующей ступени с контролем исправности датчика.

Стерегущий регулятор максимального давления пара в регулирующей ступени выводится из работы при понижении давления ниже уставки включения.

7.2.11 Функция регулирования максимального давления пара в Т-отборе

Стерегущий регулятор максимального давления пара в Т-отборе входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям.

Регулятор реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

В качестве обратной связи стерегущий регулятор максимального давления пара в Т-отборе получает медианное значение из трех измеренных значений з датчика давления в Т-отборе с контролем исправности датчика.

Стерегущий регулятор максимального давления пара в Т-отборе выводится из работы при понижении давления ниже уставки включения.

7.2.12 Функция регулирования максимального давления пара в конденсаторе

Стерегущий регулятор максимального давления пара в конденсаторе входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям.

Регулятор реализует пропорционально-интегральный закон регулирования.

В качестве обратной связи стерегущий регулятор максимального давления пара в конденсаторе получает медианное значение из трех измеренных значений з датчика давления в конденсаторе с контролем исправности датчика.

Стерегущий регулятор максимального давления пара в конденсаторе выводится из работы при понижении давления ниже уставки включения.

7.3 Функция ограничения максимальной и минимальной мощности

Функция ограничения максимальной и минимальной мощности входит в систему ограничений для турбоагрегата по предельным значениям.

Данная функция вводит запрет на ввод задания мощности выше максимальной или ниже минимальной мощности.

При достижении задания мощности текущего ограничения, срабатывает запрет на БОЛЬШЕ/МЕНЬШЕ на РК ВД, и останавливается изменение задания мощности.

Уставки максимальной и минимальной мощности вводятся вручную оператором, после включения данных ограничений. В случае отключения ограничений по максимальной/минимальной мощности, уставки возвращаются в значения по умолчанию.

									лист
									86
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

7.4 Функция переключения режимов работы ЭЧСРиЗ

Включение режимов ЭЧСРиЗ осуществляется по командам логических схем технологических регуляторов или оператора с учетом приоритетов, приведенных ниже.

Ниже приведены сигналы в порядке убывания приоритета. Регуляторы скорости, давления перед турбиной, давления в Т-отборе (Т-график), мощности имеют одинаковый приоритет, и включен может быть только один из них.

7.4.1 Сигнал «Отказ ПТК ЭЧСРиЗ»

По сигналу «Отказ ПТК ЭЧСРиЗ» формируется команда в схему управления электромагнитом СК ЭАБ (соленоидный клапан ЭАБ) на отключение турбины.

7.4.2 Срабатывание защит останова турбины, реализованных в ЭЧСРиЗ

Срабатывание предварительной защиты, защиты по превышению частоты вращения или наличие сигналов срабатывания защит останова турбины, которые поступают из ПТК СКУ энергоблока приводит к закрытию стопорных клапанов и сервомоторов регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы ТА.

7.4.3 Включение стерегущих режимов работы ЭЧСРиЗ

Включение стерегущих режимов работы ЭЧСРиЗ осуществляется в режиме генератор в сети и РК ВД в «АВТО» при инициализации включения режима оператором и отклонении технологического параметра за заданную уставку

7.4.4 Включение режима регулирования скорости турбины

Включение режима регулирования скорости турбины осуществляется при отключенном от сети генераторе, взведенных защитных устройствах турбины и автоматическом режиме работы станции управления турбиной, а так же сбросе электрической нагрузки при отключении генератора от сети. При холостом ходу вводится запрет на перевод РК ВД в дистанцию.

7.4.5 Включение режима регулирования давления пара перед турбиной

Включение режима регулирования давления пара перед турбиной осуществляется при включенном в сеть генераторе, взведенных защитных устройствах турбины, ЭЧСР находится в «Е-графике», автоматическом режиме работы станции управления турбиной и отключенном регуляторе электрической мощности.

									лист
									87
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

7.4.6 Включение режима регулирования мощности

Включение режима регулирования мощности осуществляться при включенном в сеть генераторе, взведенных защитных устройствах турбины, ЭЧСР находится в «Е-графике», автоматическом режиме работы станции управления турбиной и отключенном регулятор давления перед турбиной. Включить регулятор мощности можно, только после набора более 20 МВт.

7.4.7 Включение режима регулирования давления в Т-отборе

Включение режима регулирования давления пара в Т-отборе осуществляться при включенном в сеть генераторе, взведенных защитных устройствах турбины, ЭЧСР находится в «Т-графике», автоматическом режиме работы станции управления турбиной.

7.5 Защитные функции ЭЧСРиЗ

Технологические защиты (ТЗ) – одна из подсистем ЭЧСРиЗ, обеспечивающая безопасность персонала и безопасную работу теплоэнергетического оборудования путем экстренного автоматического перевода турбоагрегата в безопасное отключенное состояние в случае возникновения аварийной или предаварийной ситуации.

Логическая схема ТЗ построена согласно структурной схеме, приведенной на рисунке 12. В основе построения логической схемы заложено разделение всех функций на два цикла выполнения – быстрый 100 мс и медленный 1000 мс с целью оптимизации использования ресурсов контроллера. В быстром цикле выполнения реализована логика обработки входных сигналов и формирования сигнала срабатывания защиты с учетом текущих состояний ввода-вывода, ремонта, отказов датчиков и т.п. Вся остальная вспомогательная логика реализована в медленном цикле. Распределение функций между циклами выполнено таким образом, чтобы время срабатывания защиты и формирования воздействия на механизмы от момента наступления аварийных условий не превышало 100 мс.

7.5.1 Противоразгонная защита

Противоразгонная защита формирует сигнал на отключение турбоагрегата при существенном повышении частоты вращения выше 3300 об/мин.

Выходной сигнал предварительной защиты подается в систему защит и обеспечивает экстренное закрытие стопорного клапана.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой

									лист
									88
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

стопорного клапана.

7.5.2 Предварительная защита

Предварительная защита (ПЗ) формирует сигнал на отключение турбоагрегата при существенном повышении частоты вращения и ее первой производной и обеспечивает снижение динамического заброса частоты вращения ротора турбоагрегата в том числе и в случае сброса нагрузки при одновременном фатальном отказе важных элементов системы регулирования.

Выходной сигнал предварительной защиты подается в систему защит и обеспечивает экстренное закрытие стопорного клапана.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана а так же при включении функции теста механических бойков автомата безопасности повышением частоты вращения.

7.5.3 Дополнительная противоразгонная защита

Дополнительная защита реализует защиту от недопустимого повышения частоты вращения ротора на 13% больше номинального значения (свыше 3390 об/мин) по сигналам от собственных датчиков частоты вращения турбоагрегата.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана.

7.5.4 Защита по не соответствию положения сервомотора РК ВД

Защита по не соответствию положения сервомотора РК ВД формирует сигнал на отключение турбоагрегата при отклонении текущего положения сервомотора и задания положения более чем на 10% в течении 10 сек.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана.

7.5.5 Защита по неисправности измерения положения сервомотора РК ВД

Защита по неисправности измерения положения сервомотора РК ВД формирует сигнал на отключение турбоагрегата при отказе измерения положения сервомотора РК ВД.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию

									лист
									89
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана.

7.5.6 Защита по повышению перепада давления на 2-6 ступенях

Защита по повышению перепада давления на 2-6 ступенях формирует сигнал на отключение турбоагрегата при повышении перепада давления на 2-6 ступенях выше 4,71 МПа.

Защита работает по схеме 2 из 3.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана.

7.5.7 Защита по повышению давления в Т-отборе

Защита по повышению давления в Т-отборе формирует сигнал на отключение турбоагрегата при повышении давления в Т-отборе выше 0,3 МПа.

Защита работает по схеме 2 из 3.

Защита выполнена без возможности ее вывода «на сигнал», но имеет функцию автоматического ввода при полном взведении стопорного клапана.

Защита автоматически выводится при остановке турбоагрегата с посадкой стопорного клапана.

7.5.8 Сбор и первичная обработка входной информации, контроль достоверности информации

Каждый сигнал входной информации в ЭЧСРиЗ проходит обработку и контроль на достоверность.

При измерении параметра одним аналоговым датчиком осуществляется контроль показания датчика по нижней и верхней границам входного сигнала $4 \text{ mA} \leq I \leq 20 \text{ mA}$ и по допустимой нижней и верхней границам его пределов шкалы. При отклонении входного сигнала датчика за допустимые границы измерения или при отклонении параметра за нижнюю или верхнюю границы его пределов шкалы формируется признак отказа нерезервированного измерения.

Формирование признака отказа датчика в алгоритмах первичной обработки осуществляется с выдержкой времени 0,5 с. Если в течение выдержки времени признак отказа исчезает, то датчик считается исправным и сигнал отказа не формируется.

Для исключения влияния пульсаций измерения технологических параметров сигнал подвергается цифровой фильтрации апериодическим звеном первого порядка.

									лист
									90
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Для формирования результирующего сигнала по двоированным измерениям в ПО ЭЧСРиЗ используется стандартный алгоритмический блок «2xSELECT».

Выбор режима осуществляется оператором соответствующими кнопками с окна контроля и управления или автоматически при наступлении условий, противоречащих текущему режиму. При автоматическом переключении режимов работы, происходит выбор следующего более низкого по приоритету режима (самый высокий приоритет у режима «среднее значение», самый низкий у «трансмиситтер В», смотри перечисление выше). При изменении режима выходное значение изменяется со скоростью определяемой настроечным параметром.

Для исключения влияния пульсаций измерения технологических параметров сигнал подвергается цифровой фильтрации апериодическим звеном первого порядка.

Для формирования результирующего сигнала по троированным измерениям в ПО ЭЧСРиЗ используется стандартный алгоритмический блок «MEDIANSEL».

Логико-алгоритмическая схема обработки троированного измерения может работать в следующих режимах (упорядочено в порядке снижения приоритета):

Выбор режима осуществляется оператором соответствующими кнопками с окна контроля и управления.

Дискретный выходной сигнал отмены ручного режима (MRE) устанавливается на ИСТИНУ (по ИЛИ):

- когда все три трансмиттера имеют аварийный сигнал качества;
- когда одна точка имеет аварийный сигнал качества и между двумя точками, не имеющими аварийного сигнала качества, находится аварийный сигнал при управлении девиацией;
- когда все три трансмиттера находятся в управлении девиацией друг с другом.

Для исключения влияния пульсаций измерения технологических параметров сигнал подвергается цифровой фильтрации апериодическим звеном первого порядка.

7.6 Человеко-машинный интерфейс

Отображение оперативной и расчетной информации о работе системы на экранах станций АРМов обеспечивается с помощью видеogramм графического интерфейса ЭЧСРиЗ. Приложение Graphics программного пакета ПТК «Ovation», позволяет просматривать графические видеogramмы ЭЧСРиЗ на рабочей станции. Видеogramмы организуют и отображают большие объемы технологической, диагностической и служебной информации с использованием графики высокого разрешения и современных методов отображения, таких как многооконная графика, зуммирование и панорамирование. Динамическое использование цветов, форм и размеров элементов видеogramм позволяет наглядно отображать состояние технологических процессов. Окна видеogramм могут иметь различный размер и могут быть помещены в любое место экрана для удовлетворения

									лист
									91
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

специфических предпочтений работающих с ними операторов. Перемещение по видеограммам не требует больших усилий вследствие наличия определяемых пользователем ссылок и использования иерархии отображаемых страниц.

									лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				92

8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

8.1 Определение экономической эффективности проекта модернизации Аргаяшской ТЭЦ

Существующая турбина №4 тип К-55-90/2 была установлена в 1956 г. на Харьковском турбогенераторном заводе и была введена в эксплуатацию в 1959 г. Рекомендуемый производителем срок службы 270 000 часов. С 1 июня 2006 года турбина была списана в демонтаж.

Основные требования к проекту заключаются в использовании существующей ячейки, а также наличия теплового отбора. Для замены турбина №4 выбрана паровая турбина ПТ-60/65-8,8 производства ОАО «Калужский турбинный завод» и генератор типа ТФ-65-2 УЗ изготовитель ОАО «Силовые машины» г. Санкт-Петербург.

Для определения экономической эффективности предлагаемой модернизации определим капитальные затраты на проведение модернизации, текущие затраты до и после модернизации, определим изменение текущих затрат после замены турбоагрегата, а по отношению капитальных затрат к изменению текущих посчитаем срок окупаемости предлагаемого решения.

При принятии решения о модернизации одна из основных задач – срок окупаемости проекта, который не должен превышать пяти лет.

8.1.1 Определение капитальных затрат на модернизацию

Усовершенствование Аргаяшской теплоэлектроцентрали включает в себя капитальные затраты, а именно:

- затраты на демонтаж старых турбин;
- затраты на проектно-изыскательские работы;
- затраты на покупку и монтаж нового оборудования;
- затраты на транспортировку;
- затраты на обучение персонала.

Подведем итог в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на модернизацию Аргаяшской ТЭЦ

Наименование затрат	Стоимость, тыс. рублей
1	2
Стоимость основного оборудования:	
Турбина Т-60/65-8,8	2 630,44
Генератор ТФ-65-2УЗ	1 240
Трубопроводы	1 210,17
Система АСУТП	337,04
Итого основное:	5 417,65

Продолжение таблицы 8.1

1	2
Вспомогательное оборудование	477,91
Электрооборудование	1 145,22
Модули КИПиА	56
Кабельная продукция	104
Итого вспомогательное:	1 783,13
Итого оборудования:	7 200,78
Строительные работы	2 459,13
Проектные работы	386
Монтаж, демонтаж	400
Электромонтажные работы	267,65
Теплоизоляционные работы	155,31
Пусконаладочные работы	193,59
Транспортировка	25,74
Обучение персонала	34,78
Итого:	3 922,2

Согласно таблице 8.1, полная стоимость модернизации составит стоимость всего оборудования + расчет всех работ
 $7\,200,78 + 3\,922,2 = 11\,122,98$ тыс. рублей

8.1.2 Расчет текущих затрат на производство тепловой и электрической энергии

После замены паровой турбина начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, энергетических и трудовых ресурсов. Произведем расчеты после модернизации.

Таблица 8.2 – Технические характеристики существующей и приобретаемой турбины

Технические показатели по турбоагрегатам	Ед. изм.	К-55-90/2	Т-60/65-8,8	Отклонение
Установленная мощность	МВт	55	60	5
Располагаемая мощность	МВт	-	60	60
Максимальная мощность	МВт	-	65	65
Коэффициент использования установленной мощности	%	-	92	92
Расход электроэнергии на собственные (индивидуальные) нужды турбины	кВт	-	125	125
Расход охлаждающей воды	м ³	0	8000	8000
Стоимость возвратной воды	рублей/м ³	-	0,04	0,04
Цикл ремонта	год	-	6	6
Обслуживающий персонал	чел.	не изм.	не изм.	0

Цикл проведения капитальных ремонтов существующего турбоагрегата

необходимо производить каждые 4 года в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя и требованиями РД 122.04.181-03 [15], цикл проведения капитальных ремонтов нового турбоагрегата составляет 6 лет.

Производственные допущения:

- дополнительные расходы на обучение производственного персонала в связи с тем, что турбина является турбиной нового поколения, поэтому потребуются новые знания и навыки работы с турбиной такого типа;
- планируется проводить регулярное техническое обслуживание и капитальные ремонты на циклической основе. Роста расходов на техническое обслуживание не ожидается;
- предполагается, что эксплуатационный ресурс турбины составит 270 000 часов (35 лет с начала ввода в эксплуатацию).

До модернизации:

Годовая выработка электроэнергии турбоагрегата до модернизации (данные учёта): $W_{200}^{выр} \approx 54\,515$ тыс.кВт/ч

Годовое число часов работы турбоагрегата до модернизации (данные учёта):

$h_{200}^{чр} \approx 6\,903$ час

После модернизации:

Для определения годовых расходов тепла и топлива принимаем, что турбоагрегат работает круглый год за исключением месяца ремонта. В этом случае число часов использования номинальной мощности турбоагрегата определяется в размере $h_{200}^{чр} \approx 8040$ часов в год.

Мощность турбоагрегата после модернизации: $N_{уст} = 60\,000$ кВтч

Годовая выработка электроэнергии турбоагрегата после модернизации (8.1):

$$W_{200}^{выр} \approx N_{уст} \cdot h_{200}^{чр} \quad (8.1)$$

$$W_{200}^{выр} \approx 60\,000 \cdot 8\,040 = 482,4 \text{ млн. кВтч / год}$$

Часовой расход пара на турбоагрегат после модернизации: $D=345$ т/ч

Часовой расход тепла на турбоагрегат на выработку электроэнергии после модернизации (8.13):

$$Q_3^{час} \approx D_{ТА} \cdot i_o - i_n \quad (8.2)$$

$$Q_3^{час} \approx 345 \cdot 843,8 - 610,7 \cdot 80,4 \approx 280,4 \text{ Гкал/ч}$$

Удельный расход тепла на 1 кВт*ч после модернизации (8.3):

$$q_3 \approx Q_3^{час} \cdot 10^6 / N \quad (8.3)$$

$$q_э \approx \frac{80,4 \cdot 10^6}{60000} \approx 1340 \text{ Ккал/ч}$$

Годовое потребление тепла на производство электроэнергии после модернизации (8.4):

$$Q_э^{год} \approx W_{год}^{выр} \cdot q_э / 1000 \quad (8.4)$$

$$Q_э^{год} \approx 60000 \cdot 1340 / 1000 \approx 80400 \text{ Гкал/ч}$$

Годовой расход топлива на производство электроэнергии на турбоагрегате после модернизации:

– условного (по формуле 8.5):

$$B_{ум}^{год} \approx \frac{Q_э^{год}}{7 \cdot \eta_{тур}^{нт} \cdot \eta_{мп}} \quad (8.5)$$

$$B_{ум} \approx \frac{80400}{7 \cdot 0,89 \cdot 0,88} \approx 14671,5 \text{ ТУТ/год}$$

– натурального (по формуле 8.6):

$$B_{нт}^{год} \approx B_{ум}^{год} \cdot \frac{Q_{ум}}{Q_n^p} \quad (8.6)$$

$$B_{нт} = 14671,5 \cdot \frac{8000}{3400} = 34521,18 \text{ тут/год.}$$

где к.п.д. турбины (нетто) $\eta_{тур}^{нт} = 0,89$;

$\eta_{мп}$ – КПД теплового потока, $\eta_{тр} = 0,88$;

калорийность натурального топлива по ТУ поставки - 3400 ккал/кг.

Годовой расход воды (8.16):

$$G_{год} \approx G_{конд} \cdot \eta_{год}^{ччр} \quad (8.7)$$

$$G_{год} = 8000 \cdot 8040 = 64320 \text{ тыс. м}^3 / \text{год}$$

где $G_{конд}$ - пропускная способность конденсатора по циркуляционной воде, м^3 .

Тариф на – $C_г = 30,5$ рублей/ м^3 .

Годовые затраты на воду (8.17):

$$C_г \approx C_г \cdot G_{год} \quad (8.8)$$

$$C_г = 30,5 \cdot 64320 = 1961,76 \text{ тыс.рублей/год}$$

									лист
									96
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Годовые затраты на топливо определяются по формуле (8.9):

$$C_m = C_m \cdot B_{ит}^{год} \quad (8.9)$$

$$C_m = 348 \cdot 34\,521,18 = 12\,013,37 \text{ тыс.рублей/год}$$

где стоимость угля по договору купли - продажи между Угольным Департаментом «Борлы» и АТЭЦ $C_m = 348$ рублей/тонну.

Основная и дополнительная зарплата рабочим определяется по формуле (8.10):

$$C_z = (Z_{эксп} + Z_{рем}) \cdot 2 \quad (8.10)$$

$$C_z = (20,87 \cdot 5 + 18,26 \cdot 38) \cdot 12 = 9\,579,22 \text{ тыс. рублей/год,}$$

где $Z_{эксп}$ и $Z_{рем}$ - тыс. рублей/год, среднемесячная тарифная ставка.

Отчисления на социальные нужды (26% от з/п) определяются по формуле (8.11):

$$C_{страх} = H_c \cdot C_z \quad (8.11)$$

$$C_{страх} = 9\,579,22 \cdot 0,26 = 2\,490,59 \text{ тыс. рублей/год}$$

Текущий ремонт (1% от стоимости оборудования) по формуле (8.12):

$$C_{тек} = 0,01 \cdot C_{об} \quad (8.12)$$

$$C_{тек} = 0,01 \cdot 3\,870,44 = 38,71 \text{ тыс. рублей/год}$$

где $C_{об}$ – остаточная стоимость оборудования

Амортизационные отчисления (при норме амортизации 2,4%) определяются по формуле (8.13):

$$C_a = 0,024 \cdot K \quad (8.13)$$

$$C_a = 0,024 \cdot 7\,201,05 = 172,83 \text{ тыс. рублей/год}$$

Капитальный ремонт: $C_{кан} = 5\,147,8$ тыс. рублей/год, согласно сметному расчету подрядной организации.

Прочие расходы (формула 8.14):

$$C_{пр} = 0,01 \cdot (C_z + C_a + C_{страх}) \quad (8.14)$$

$$C_{пр} = 0,01 \cdot (9\,579,22 + 172,05 + 2\,490,59) = 122,41 \text{ тыс.рублей/год}$$

В таблицу 8.3 сведены данные расчета текущих затрат по различным статьям до и после модернизации Аргаяшской ТЭЦ.

									лист
									97
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Таблица 8.3 – Смета текущих затрат до и после модернизации

Наименование затрат	Единицы измерения	Размерность	Расчётные величины до модернизации	Расчётные величины после модернизации
Годовые затраты на топливо	тыс. рублей/год	C_t	6 117,44	12 013,37
Годовые затраты на воду	тыс. рублей/год	C_e	0*	1 961,76
Основная и дополнительная зарплата рабочим	тыс. рублей/год	C_z	9 579,22	9 579,22
Отчисления на социальные нужды (26% от з/п)	тыс. рублей/год	$C_{страх}$	2 490,59	2 490,59
Текущий ремонт (1% от стоимости оборудования)	тыс. рублей/год	$C_{тек}$	18,19	38,71
Амортизационные отчисления (при норме амортизации 2,4%)	тыс. рублей/год	C_a	123,52	172,83
Капитальный ремонт	тыс. рублей/год	$C_{кап}$	7,72	5,15
Прочие расходы	тыс. рублей/год	$C_{пр}$	121,93	122,41
Итого:	тыс. рублей/год	C	18 458,61	26 384,04

8.1.3 Расчет срока окупаемости модернизации

Для определения срока окупаемости – времени, в течение которого возмещаются дополнительные капитальные вложения за счет получения прибыли от увеличения продаж электрической энергии, используют формулу (8.18):

$$T = K / \Delta И + П \quad (8.15)$$

где: $K = 11\,122,98$ тыс. рублей – (капитальные затраты – затраты на текущий ремонт нового оборудования (38,71));

$\Delta И = 7\,925,43$ тыс. рублей/год – разность текущих затрат до и после модернизации;

$П = T \cdot W$; прибыль от продажи электроэнергии;

где T = цена электроэнергии за 1 кВт/ч;

W = объем электроэнергии (годовая выработка электроэнергии турбоагрегата после модернизации = 482 млн. кВтч / год, из них 30% на собственные нужды ТЭЦ – текущие затраты после модернизации) 482 млн. – 30% - 26 384,04 = 311 295,96 тыс.рублей

$$П = 3,5 \cdot 311\,295\,960 = 1\,089\,535,9 \text{ тыс.рублей/год}$$

$$T = 11\,122,98 / 7\,925,43 + 1\,089\,535,9 = 0,01 \text{ года}$$

Вывод:

По результатам расчета получили срок окупаемости капитальных затрат за счет прибыли от продаж 0,01 года, что менее 5 лет. Выполнение проекта замены турбоагрегата ст. №4 типа К-55-90/2 на турбоагрегат типа ПТ-60/65-8,8 окажет значительный эффект на увеличение продаж электроэнергии потребителю и получению конечной прибыли.

8.2 SWOT – анализ для реализации проекта модернизации Аргаяшской ТЭЦ

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).

Произведем SWOT-анализ для двух вариантов: «Мир с проектом» (ТЭЦ после модернизации), и «Мир без проекта» (ТЭЦ, без проведения модернизации). SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – SWOT-анализ «Мир с проектом»

<p>S: – Быстрый срок окупаемости; – Эффективная выработка тепла и электроэнергии; – Увеличение межремонтного периода; – Повышение уровня автоматизации производства; – Установка новой турбины в существующем турбинном отделении с использованием существующих подъездных путей и площадки укрупнительной сборки;</p>	<p>W: – Большое количество требуемых капиталовложений; – Дорогостоящий монтаж оборудования; – Дополнительные расходы на обучение производственного персонала по той причине, что новая турбина является турбиной нового поколения, поэтому потребуются новые знания и навыки работы с турбиной такого типа.</p>
---	--

<ul style="list-style-type: none"> – Не требует ввода дополнительных энергетических котлов и увеличения производительности существующей системы химводоподготовки; – Возможность обеспечить двухступенчатый подогрев сетевой воды, а значит большую экономичность станции; – Увеличение выработки электрической и тепловой энергии и получение дополнительного дохода с ее продажи. 	
<p>О: – Спрос на тепловую и электрическую энергию;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Увеличение жилищного фонда города. 	<p>Т: – Нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов и строительства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Возможные задержки с поставкой оборудования и материалов; – Рост цен на топливо.

SWOT-анализ для второго варианта – ТЭЦ без проведения модернизации, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – SWOT-анализ «Мир без проекта»

<p>S: – Опыт работы с существующим оборудованием;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие затрат на разработку проекта и переобучение персонала; – Отсутствие затрат на покупку нового оборудования. 	<p>W: – Затраты на текущий ремонт оборудования и сетей;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Менее надежная автоматизация оборудования; – Риск аварийной ситуации; – Возможность отказа старого оборудования.
<p>О: – Устойчивый спрос на тепловую и электрическую энергию.</p>	<p>Т:– Нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов и строительства;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Устаревание оборудования и сложности в унификации; – Появление турбин с более высоким КПД; – Увеличение потребителей тепловой энергии.

Проведя SWOT-анализ, можно сделать вывод о том, что модернизация Аргаяшской ТЭЦ с заменой турбоагрегата является наиболее выгодным вариантом и позволит более эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

8.3 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей из себя представляет некоторую структурную модель, показывающая подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления.

При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, разветвляемость и относительная важность.

– Соподчиненность целей обуславливается иерархическим построением производственных систем, а также наличием иерархии по времени и важности (значимости). Цели производственных подразделений определяются целями предприятия.

– Развертываемость состоит в том, что каждая цель данного уровня делится на подцели более низкого уровня.

– Соотносительная важность целей заключается в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости.

С формирования главной цели начинается построение дерева целей. Каждая цель более высокого уровня представляется как самостоятельная система, включающая в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. Далее 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 [37].

На рисунке 8.2 представлено дерево целей проекта модернизации Аргаяшской

Этап работы	и сполните ль	Продолжительность работ																															
		2018												2019										2020									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2						
Разработка и оформление проектной док-и	Проектный отдел	■																															
Согласование проекта с надзорными организациями	Глинжер проекта					■																											
Анализ рынка об-я, мат-в и строит-х организаций	Менеджер по снабжению								■																								
Оформление договоров на поставку и выполнение строит-х работ	Менеджер по снабжению									■																							

ТЭЦ поселка Новогорный путем установки паровой турбины ПТ-60/65-8,8 к марту 2018 г.



Рисунок 8.2 – Дерево целей проекта

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Стратегия компании

Цель компании Fortum в производстве энергии заключается: в улучшающей жизнь нынешних и будущих поколений. Компания Fortum создает решения для устойчивого развития.

Стратегия:

– Развитие в основе которого лежит успешный опыт работы в Северной Европе.

– Увеличение стабильного роста и доходности в России.

– Создание платформы для будущего роста.

– Компетенции в области производства энергии без выбросов CO₂ на атомных и гидроэлектростанциях, эффективной комбинированной выработке тепла и электрической энергии, а также – работы на энергетических рынках.

Ценности:

– Ответственность – мы понимаем нужды потребителей и других, заинтересованных в нашей деятельности сторон. ПАО «Фортум» в лице Аргаяшской ТЭЦ несет ответственность за все действия и стремится достичь наилучших результатов.

– Творческий подход – мы проявляем личную инициативу и побуждаем коллег к поиску новых решений. Также совершенствуемся и готовы к новым переменам.

– Уважение – поддерживаем уважение друг к другу. Мы делимся знаниями, сотрудничаем и открыто обсуждаем вопросы.

– Честность – соблюдаем честные и этические принципы. Мы выполняем свои обещания – на ПАО «Фортум» можно рассчитывать.

9.2 Политика в области охраны труда и экологической безопасности

Руководство ОАО «Фортум» считает своими главными задачами сохранение жизни и здоровья работников, охрану и снижение негативного влияния на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов.

Работа в области охраны труда, экологической, профессиональной безопасности и здоровья на объектах ОАО «Фортум» организована и проводится в соответствии с федеральным законодательством, со стратегией устойчивого развития Fortum, и является одним из приоритетных направлений деятельности.

Принимая все обязательства за соблюдение целей в области охраны труда, экологической, профессиональной безопасности и здоровья, ПАО «ФОРТУМ» филиал Аргаяшская ТЭЦ придерживается следующих принципов:

– поддерживать качество отпускаемой энергии - нормированную частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;

– соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;

– содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии

									лист
									104
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

эксплуатационной готовности;

–обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;

–соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;

–выполнять правила охраны труда;

–снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;

–обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

– использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии энергетического объекта и окружающей среды.

Руководство ПАО «Фортум» филиал Аргаяшская ТЭЦ поддерживает и поощряет всех работников за различные достижения в области внедрения новых природоохранных мероприятий и технологий, улучшения условий труда и обеспечение высокой культуры безопасности производства.

Руководство ОАО «Фортум» несет ответственность за реализацию настоящей политики, установление и достижение целей в области экологической, профессиональной безопасности и здоровья.

9.3 Мероприятия по охране труда

Лица, принимаемые на работу по обслуживанию тепломеханического оборудования, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически один раз в год. Лица, обслуживающие оборудование цехов электростанций и тепловых сетей, должны знать и выполнять настоящие Правила применительно к занимаемой должности или к профессии.

Предприятие в обязательном порядке страхует своих работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Руководство Аргаяшской ТЭЦ проводит обучение, инструктажи, проверку знаний и переаттестацию всех работников по вопросам охраны труда, техники безопасности и промышленной безопасности. Предприятие несет различные виды ответственности за невыполнение требований по охране труда, увеличения травматизма, а должностные лица привлекаются к ответственности в порядке, установленном законодательством. С учетом местных условий, специфики выполняемых работ и действующих правил внутреннего распорядка, разработана инструкция – памятка для всех видов профессий по технической эксплуатации оборудования, составленная согласно существующим инструкциям по технике безопасности с соответствующими дополнениями с учетом местных условий. К техническому руководству работами, допускаются лица, имеющие законченное высшее или среднетехническое образование.

На предприятии ежегодно разрабатываются планы организационно-

									лист
									105
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

технических мероприятий по улучшению условий труда, предупреждению несчастных случаев, аварий и профзаболеваний с учетом специфики работ с указанием материальных затрат.

Администрация предприятия разрабатывает совместно с профсоюзным комитетом и утверждает инструкции по охране труда для рабочих и служащих; организует работу с персоналом согласно указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях; обеспечить систематический контроль за соответствием оборудования требованиям безопасности, соблюдением персоналом правил техники безопасности, применением предохранительных приспособлений, спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Эксплуатационный персонал обеспечивается комплектом нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой деятельности Аргаяшской ТЭЦ.

Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки персонала проводятся в соответствии со сроками, по планам, утверждаемым руководством Аргаяшской ТЭЦ. Обучение, повышение квалификации персонала электростанций и тепловых сетей должно производиться в соответствии с Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства, так же с Правилами эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и Правилами техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей (для тех предприятий, на которые они распространяются). Персонал проходит обучение методам оказания первой медицинской помощи.

Периодическая проверка знаний методам безопасного труда, пожарной безопасности, требований правил безопасной эксплуатации оборудования для оперативного персонала ТЭЦ проводится по планам, но не реже 1 раза в год.

На оперативный персонал могут воздействовать следующие опасные и вредные факторы:

- повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- подвижные части производственного оборудования;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень общей вибрации;
- повышенная температура поверхностей оборудования;— повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для защиты оперативного персонала от перечисленных опасных и вредных факторов дана оценка возможной величины их воздействия:

- в соответствии с требованиями главы 2.3. «Правил устройства электроустановок» [14] взаимно резервируемые ответственные кабельные

									лист
									106
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

линии прокладываются по разным кабельным трассам с тем, чтобы при пожарах была исключена возможность одновременной потери указанных линий;

– силовые кабели напряжением 1000 В и контрольные кабели применяются с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций, не распространяющих горение, с низким дымо- и газовыделением;

– для защиты от возможных поражений персонала электрическим током предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий:

1) в здании главного корпуса располагаются внутренний и наружный контуры заземления.

2) ремонтное освещение предусматривается на напряжении 36/12 В;

– для защиты оперативного персонала от опасности, создаваемой движущимися частями производственного оборудования предусмотрены защитные ограждения;

– для защиты от повышенной температуры поверхностей технологического оборудования и трубопроводов предусмотрена облицовка теплоизоляционными материалами;

– конструкции и крепление защитных ограждений выполнены в соответствии с действующими нормативными документами;

– для удаления избытков тепла, образующегося при работе производственного оборудования, предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция;

– отсос и сбор масляных паров из маслосистемы турбоустановки выполняется за пределы главного корпуса;

– для исключения вибрации на площадках обслуживания предусмотрен технологический зазор вокруг фундамента турбоагрегата;

– основное оборудование применено с шумоизоляцией, обеспечивающей допустимый уровень звукового давления.

В Аргаяшской ТЭЦ филиала ПАО «ФОРТУМ» разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации. В местах проезда железнодорожного и автомобильного транспорта установлены дорожные знаки.

Для каждой должности, профессии работников предприятия разработаны, утверждены производственные, должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для заданного персонала.

9.4 Организация и оснащение рабочих мест

Постоянные места для работы оперативного персонала (диспетчеров) находятся на существующих щитах управления (главный и групповой) на отметке «плюс» 8 м. Все места оснащены в соответствии с требованиями НТД по освещению, шуму, вентиляции и кондиционированию. На рабочих местах

									лист
									107
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

находятся производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для каждой должности или профессии.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивают возможность быстрой эвакуации при возникновении аварийной ситуации.

Постоянные рабочие места в КТЦ, в электротехнических помещениях, помещениях сборок задвижек отсутствуют. Вход в эти помещения разрешен только специально обученному оперативному и ремонтному персоналу.

Предусмотрено централизованное обеспечение оперативного персонала спецодеждой и средствами индивидуальной защиты: Весь персонал обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы:

- костюм х/б;
- каска защитная;
- рукавицы комбинированные;
- респиратор;
- наушники противощумные;
- ботинки;
- зимний комплект спец.одежды.

Согласно инструкциям весь персонал должен работать в спецодежде, застегнутой на все пуговицы. На одежде не должно быть развевающихся частей, которые могут быть захвачены движущимися (вращающимися) частями механизмов. Не должен засучивать рукава спецодежды, подворачивать голенища сапог.

9.5 Режим труда и отдыха

Режим работы оперативного персонала Аргаяшской ТЭЦ, обслуживающий непрерывный процесс ТЭЦ, двухсменный. Продолжительность каждой рабочей смены - 12 часов. В течение рабочей смены предусмотрен 30 минутный перерыв на обед. Режим работы дневного персонала – пятидневная рабочая неделя с восьми часовым рабочим днем и двумя выходными днями: понедельник – пятница с 8⁰⁰ до 17⁰⁰; перерыв на обед 1 час с 12⁰⁰ до 13⁰⁰.

В главном корпусе расположены санитарно-бытовые помещения, в состав которых входят: умывальные, санузлы. Все помещения имеют отопление, вентиляцию, естественное и искусственное освещение и оборудованы оповещающей сигнализацией и связью.

Питание работающего персонала и работников подрядных организаций на территории Аргаяшской ТЭЦ осуществляется в существующей столовой.

На территории Аргаяшской ТЭЦ имеется медпункт (здравпункт).

									лист
									108
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проделанной работы было предложено модернизация Аргаяшской ТЭЦ поселка Новогорный. Увеличение тепловой и электрической мощности Аргаяшской ТЭЦ является одним из приоритетных направлений развития. Развитие социального сектора, экономический рост, рост жилищного строительства привело к тому, чтобы изыскать дополнительные энергомощности. В данной выпускной квалификационной работе было рассмотрено произвести замену устаревшего турбоагрегата К-55-90/2 ст. №4 на турбоагрегат ПТ-60/65-8,8.

Были проведены сравнения отечественных с зарубежными передовыми технологиями, решений в области усовершенствования паровых турбин. Все эти разработки внедрялись на протяжении 20 лет за рубежом, за счет некоторых предложений из которых сделали еще советские ученые 30—35 лет назад, но отечественное турбостроение к ним оказалось невосприимчивым.

В работе были выполнены тепловой расчет турбины ПТ-60/65-8,8, расчет осевого усилия на ротор в пределах одной ступени, механические расчеты элементов турбины, расчет технико-экономических показателей.

В разделе энергосбережения были рассмотрены мероприятия, направленных на предотвращение и ограничение потерь энергии, а так же на обеспечение ее рационального использования.

В разделе экологии были проведены возможные воздействия работы Аргаяшской ТЭЦ на окружающую среду, обоснования размера санитарно-защитной зоны.

В разделе автоматизации были рассмотрены цели и задачи, назначения, состав системы АСУТП турбины, перечень оборудования турбинного цеха КТЦ, являющегося объектом автоматизации и технологические защиты.

В разделе экономика и управление были определены экономические показатели предлагаемой модернизации Аргаяшской ТЭЦ путем определения капитальных затрат, текущих затрат и срока окупаемости, который составил 0,1 года, оценены движущие и сдерживающие силы, составлен график Ганта для проведения модернизации.

В разделе БЖД описаны всевозможные мероприятия по охране труда, организации и оснащения рабочих мест, и режим труда и отдыха работников.

Таким образом, в данной работе цели и задачи были решены.

Данные результаты были рекомендованы к использованию для разработки и внедрения проекта модернизации Аргаяшской ТЭЦ филиала ПАО «Фортум» путем замены турбоагрегата.

									лист
									109
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 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. – 335 с.
- 2 Александров, А.А. Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики / А.А. Александров. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 128 с.
- 3 Арутюнян, А.А. Основы энергосбережения / А.А. Арутюнян. – Изд-во Энергосервис, 2007. – 342 с.
- 4 Бакланова, Н.Н. Котлы и котельные установки зарубежных фирм-производителей, представленные на рынке России: отраслевой каталог 04-03/ Авт.-сост. Н.Н. Бакланова, А.В. Васичкина, Г.Р. Побережский. – М.: Инпромкаталог, 2006. – 128 с.
- 5 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов. Гриф МО РФ / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 412 с.
- 6 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Белорусия, Техноперспектива, 2008. – 68 с.
- 7 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / Данилов О.Л. и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2010. – 267 с.
- 8 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник / М.Н. Ижорин. – М.: Теплотехник, 2006. – 146 с.
- 9 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4). / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 436 с.
- 10 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006. – 227с.
- 11 Луканин, В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шкл., 2008. – 430 с.
- 12 Полонский, В.М. Энергосбережение / В.М. Полонский, М.С. Трутнева. – М.: Изд-во Издательство Ассоциации строительных вузов, 2005. – 344с.
- 13 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.
- 14 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, В.Н. Юренев. – Издательство Бастет, 2009. – 235 с.
- 15 Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 1: Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы / М.С. Алтухов; под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 2007. – 344 с.
- 16 Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 2: Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент / А.А. Александров; под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 2007. – 345с.
- 17 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. –

										лист
										110
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ					

СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

18 Трухний, А.Д. Атлас конструкций деталей турбин. В 2-х частях. Часть 1. Чертежи и конструкции / А.Д. Трухний, Б.Н. Крупенников, А.Н. Троицкий. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 85 с.

19 Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 26.07.2019) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" // "Собрание законодательства РФ», 30.11.2009, N 48, ст. 5711..

20 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2006. – 136 с.

21 Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов по направлению 140100 «Теплоэнергетика» / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2009. – 244с.

22 Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии (в примерах и задачах) : учеб. пособие / Горяев А.Б., Яковлев И.В., Шаповалова Г.П., Агабабов В.С. – М.: МЭИ, 2012. – 64 с.

23 Таймаров, М.А. Тепловой расчет котельных агрегатов: учеб. пособие. - 2-е изд. / М.А. Таймаров. – Казань: КГЭУ, 2005. – 155 с.

24 Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учеб. пособие / А.С. Ривкин. – Иваново: ИГ-ЭУ, 2011. – 144 с.

25 Палей, Е.Л. Проектирование котельных: справ. практ. Пособие / Е.Л. Палей. – СПб.: Изд-во Петерб. ун-та, 2015. – 216 с.

26 Липов, Ю.М.. Компонировка и тепловой расчет парового котла: учеб. пособие для вузов / Репринтное воспроизведение издания 1988 г. / Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. – М.: Альянс, 2012. – 208 с.

27 ГОСТ Р 54405-2011. Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества пара. – Введ. 01.06.2012. – М., 2012. – 20 с.

28 Сазанов, Б.В. Промышленные теплоэнергетические установки и системы: учебное пособие для вузов МЭИ / Б.В. Сазанов. 2014. – 256 с.

29 Васильев, С.В. Источники теплоснабжения промышленных предприятий: учебн. пособие / С.В.Васильев, В.Г.Арсенов, С.Н.Ярунин /ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина». – Иваново, 2008. – 168 с.

30 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике:учебник для вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ,2009, – 352 с.

31 Копылов, А.С. Водоподготовка в энергетике: Учебное пособие / А.С. Копылов, В.Ф. Очков, В.М. Лавыгин. – М.: Издательский дом МЭИ,2006, – 309 с.

32 Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности / Б.А. Соколов. – М., «Академия»,2008. – 237с.

33 Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / С.В. Белов, В.А.

									лист
									111
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ				

Девисилов, А.В. Ильницкая, и др.; Под общей редакцией С.В. Белова. – 8-е издание, стереотипное. – М.: Высшая школа, 2009. – 616 с.

34 Девисилов, В.А. Охрана труда: учебник / В.А. Девисилов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ, 2009. – 496 с.

35 СП 18.13330.2011 «СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий».

36 СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75.

37 СП 52.13330.2011 «СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение».

38 СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Требования пожарной безопасности.

40 ГОСТ 20995-75* Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара.

41 ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

42 ПБ 10–574–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.:НПО ОБТ, 2003.

43 ПБ 10–573–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – М.: НПО ОБТ, 2003.

44 Тупов, В.Б. Снижение шума от энергетического оборудования / В.Б. Тупов. – М.: Издательство МЭИ. 2005. – 232 с.

45 Тупов, В.Б. Шумовое воздействие энергетических объектов на окружающую среду и методы его снижения. В справочнике: «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» / под общ.ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина, Издательство МЭИ, – 2004. – Т. 4. – С. 594-598.

46 Бийский котельный завод, официальный сайт. – <http://www.bikz.ru/?yclid=7555448697153391607>.

47 Официальный сайт фирмы «Grundfos». – <http://ru.grundfos.com/>

48 Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/>.

49 Паровые котлы фирмы «Bosch». – <http://www.bosch-industrial.com/ru/product-page/steam-boilers/uls-ulsx.html>.

										лист
										112
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2020.433.10 ПЗ					

