

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Политехнический институт  
Заочный факультет инженерно-экономический  
Кафедра промышленной теплоэнергетики  
Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент, заместитель начальника КТЦ по  
эксплуатации

Заведующий кафедрой, к.т.н., доц.  
К.В. Осинцев

\_\_\_\_\_ О.Ю. Лутохин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

М.П.

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ПТ-60-130/13 ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА  
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ  
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»

ЮУрГУ–13.04.01.2017.221.08 ПЗ ВКР

Руководитель магистерской программы:  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ Е.В. Торопов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Научный руководитель:  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ С.В. Пашнин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор работы  
студент группы \_\_\_\_\_ ПЗ-389

\_\_\_\_\_ П.А. Сивулин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Челябинск 2017

## АННОТАЦИЯ

Сивулин П.А. «Усовершенствование схемы охлаждения ПТ-60-130/13 Челябинской ТЭЦ-2» – Челябинск: ЮУрГУ, ПТЭ; 2017, 116 с., 22 ил., библиографический список – 52 наименований, 8 приложений, 7 листов чертежей формата А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) рассмотрен вариант замены турбогенератора с водородным охлаждением, выработавший свой срок эксплуатации, на более эффективный и экономичный турбогенератор с воздушным охлаждением. А так же поиск новых решений и технологий, для повышения эффективности охлаждения и совершенствования конструкции турбогенератора с воздушным охлаждением в направлении повышения его единичной мощности и надежное обоснование новых проектных решений, касающихся теплового состояния активной зоны, эксплуатационных и конструктивно-технологических свойств таких турбогенераторов.

Целью ВКР является обеспечение эффективного несения тепловой и электрической нагрузки станции, усовершенствование системы охлаждения для бесперебойной работы турбоагрегата.

В структуру работы входят введение, одиннадцать глав и заключение. Во введении прописаны актуальность темы, основные цели, задачи, а также объект и предмет исследования. В первой части ВКР приведены перспективы и обоснования необходимости реконструкции турбогенератора ПТ-60-130/13. Вторая часть проекта содержит общую информацию о компании «Фортум» и станции ЧТЭЦ-2, а так же технологическое описание основного оборудования и тепловой расчёт турбины типа ПТ. В третьей части рассчитан срок окупаемости реконструкции турбогенератора и рассмотрены вопросы: КИП, автоматики, безопасности жизнедеятельности обслуживающего персонала и охраны окружающей среды.

*13.04.01.2017.221.08 ПЗ*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сивулин П.А.			<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ПТ-60-130/13 ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-2</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Пашнин С.В.					6	100
Н. Контр.		Пашнин С.В.			<i>ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»</i>			
Утверд.		Осинцев К.В.						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ВОДОРОДНОГО НА ВОЗДУШНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ .....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	11
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	12
4 ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «ФОРТУМ» И ЧТЭЦ-2	19
5 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13.....	23
5.1 Тепловой расчет турбины ПТ-60-130/13.....	27
5.2 Характеристики устанавливаемого турбогенератора ТФ-60-2УЗ.....	41
5.2.1 Общая функциональная схема работы.....	43
5.2.2 Технические требования.....	43
5.2.3 Система охлаждения турбогенератора ТФ 60-2УЗ.....	46
6 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. НОВЫЕ РЕШЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ .....	53
6.1 Технические решения по конструкции турбогенераторов с воздушным охлаждением.....	54
6.2 Экспериментальное исследование характеристик радиально-аксиальной системы воздушного охлаждения статора .....	69
6.3 Экспресс-оценки максимальных температур зубцовой зоны статора при воздушном охлаждении .....	72
7 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ .....	78
8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	82
8.1 Виды очистки сточных вод на ТЭЦ.....	83
8.2 Очистка замасленных вод .....	84
8.3 Использование промышленного водоснабжения .....	85
8.3.1 Прямоточная схема СПВ .....	87
8.3.2 Последовательная схема СПВ.....	88
8.3.3 Обратная схема водоснабжение .....	88
8.3.4 Каскадная бессточная схема .....	89
9 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	91
9.1 Программно-технический комплекс технологического мониторинга параметров турбогенератора ПТК СТК.....	91
9.2 Автоматизированная система мониторинга ЩКА .....	94
10 ЭКОНОМИКА .....	95
10.1 Срок окупаемости реконструкции .....	95
10.2 Анализ технического решения .....	97
10.3 Структура целей электростанции Челябинска ТЭЦ-2 .....	99
10.4 Организационная диагностика .....	100
10.5 Диаграмма Гантта .....	101

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		4

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	102
11.1 Безопасность производственных процессов и оборудования .....	104
11.2 Электробезопасность.....	104
11.3 Требования по безопасности труда и пожарной безопасности .....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	113
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	115
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Генеральный план ЧТЭЦ-2	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. План котлотурбинного цеха	
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Тепловая схема ЧТЭЦ-2	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Продольный разрез ПТ-60-130/13	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Продольный разрез турбогенератора ТФ-60-2У3	
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Функциональная схема автоматизации генератора	
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Плакат по экономической части работы	
ПРИЛОЖЕНИЕ З. Диаграмма Гантта	

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		5

## ВВЕДЕНИЕ

Интенсивный индустриальный рост города Челябинска в послевоенные годы вызвал необходимость строительства Челябинской теплоэлектростанции №2 (ЧТЭЦ-2), Она расположена в Тракторозаводском районе г. Челябинска. Существующая ТЭЦ строилась в две очереди работающей по наиболее надежному и прогрессивному на то время пароводяному циклу Существующее основное оборудование установлено в промежутке с 1962 по 1971 г. и проработавши более 40 лет находится в удовлетворительном состоянии, котлы первой очереди требуют модернизации и замены вспомогательного оборудования, турбогенератор ТВФ-60-2 требует полной замены по окончании срока эксплуатации.

В связи с этим встает острый вопрос замены выработавшего свой ресурс оборудования и поиска перспективных новых направлений развития энергетики.

Проанализировав Российский рынок энергогенерирующего оборудования, был выбран турбогенератор ТФ-60-2УЗ НПО «ЭЛСИБ» г. Новосибирск. В комплект поставки входит:

- турбогенератор (со статором, включающим устройство тушения пожара, ротором, воздухоохладителями, концевыми выводами, щёточно-контактным аппаратом.);
- насосы подачи воды в воздухоохладители и оборудование для надува и осушки воздуха;
- кожух шумозащитный;
- система автоматизированного контроля;
- эксплуатационная и ремонтная документация.

Целью данной выпускной квалификационной работы является замена турбогенератора выработавший свой срок эксплуатации более эффективным и экономичным. А так же поиск новых решений и технологий, для повышения эффективности охлаждения и совершенствования конструкции турбогенератора с воздушным охлаждением в направлении повышения его единичной мощности и

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		6

надежное обоснование новых проектных решений, касающихся теплового состояния активной зоны, эксплуатационных и конструктивно-технологических свойств таких турбогенераторов. В ходе выпускной квалификационной работы были поставлены следующие задачи:

– разработка и обоснование единой для воздуха принципиальной схемы косвенного газового охлаждения обмотки статора турбогенераторов с использованием аксиальных щелевых каналов в зубцах статора;

– создание высокоэффективной системы вентиляции турбогенераторов с воздушным охлаждением, при отдельном газоснабжении охлаждающих контуров статора и ротора;

– опытное изучение интенсивности отвода тепла с помощью аксиальных щелевых каналов в зубцах статора при водородном охлаждении;

– разработка концепции повышения предельной мощности турбогенератора при воздушном охлаждении за счет внутреннего охлаждения обмотки статора сжатым воздухом.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		<i>7</i>

# 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ВОДОРОДНОГО НА ВОЗДУШНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ

Более 80% мирового объема электроэнергии вырабатывается турбогенераторами (ТГ) представляющими собой основной вид генерирующего оборудования. Одновременно ТГ являются и наиболее сложным типом электрических машин, в которых тесно сочетаются проблемы мощности, габаритов, электромагнитных характеристик, нагрева, охлаждения, статической и динамической прочности элементов конструкции. Обеспечение максимальной эксплуатационной надежности и экономичности ТГ является центральной научно-технической проблемой.

Несмотря на огромное количество работ, выполненных за прошедшие десятилетия, вопросы дальнейшего развития теории, разработки более совершенных технологий и конструкций ТГ, методов расчета и исследований не теряют своей актуальности.

Большое значение имеют работы по совершенствованию конструкции, повышению качества и экономичности ТГ в условиях усиления конкурентной борьбы в поставках энергетического оборудования на мировом рынке, существенного повышения требований к эксплуатационным показателям ТГ, отраженных в новой редакции ГОСТ 533-2000 «Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия». В первую очередь это относится к увеличению сроков службы и межремонтного периода, повышению требований к коэффициенту готовности, маневренности, запасам мощности, обеспечению безаварийной работы ТГ в режимах с потреблением реактивной мощности, снижению расходов на обслуживание и ремонты.

Современный этап развития турбогенераторостроения характеризуется появлением широкого спектра новых типов ТГ, разнообразием имеющихся конструктивных решений. Новые сложные задачи перед исследователями возникают в связи с намечающейся тенденцией отказа от водорода в качестве

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		8

хладагента и перехода на конструкции с другими системами охлаждения (вода, воздух).

За последние годы в России, в связи с изменением структуры деятельности хозяйства, более половины от общего числа турбогенераторов отработали установленные сроки эксплуатации. В России турбогенераторы мощностью от 60 МВт, отслуживших свыше 30 лет, составляет 55%, а прослужившие менее 30 лет - 26%. Многие из них исчерпали свой назначенный ресурс или близки к его достижению. Поэтому проблемы замены, восстановительных ремонтов и модернизации конструкции с целью повышения надежности указанных турбогенераторов и продления сроков службы являются чрезвычайно актуальными.

На заводе «Электросила» и «Элсиб» разработаны различные варианты замены устаревшего оборудования на новое, отвечающее современным требованиям.

На протяжении долгого времени, опыт эксплуатации турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением показал, что турбогенераторы данной серии очень дороги в эксплуатации. Замена данных генераторов возможна более простыми в эксплуатации турбогенераторами с полным воздушным охлаждением. Эти машины не требуют такого количества сложного вспомогательного оборудования, не взрывоопасны, и более пожаробезопасные.

Возвращение к воздушному охлаждению происходит, в настоящее время, на новом техническом уровне и прежде всего с применением современных схем охлаждения, более современной терморепактивной корпусной изоляции обмотки статора, новой изоляцией ротора, электротехнической стали с уменьшенными удельными потерями, современных конструктивных материалов и технологий.

За прошедшее десятилетие в энергосистемах России появились проблемы с поддержанием требуемых ГОСТом уровней напряжения в электрических сетях. Одним из кардинальных способов решения проблемы является применение ТГ нового асинхронизированного типа (АСТГ). АСТГ, в отличие от синхронных ТГ,

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		9



обладает существенно большими пределами устойчивости и предназначен для работы в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

В этих условиях работа, направленная на исследование и решение основных проблем конструкции и технологии изготовления ТГ с воздушным охлаждением, является актуальной.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		10

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Библиографический список включает в себя 52 источника. Основными источниками при написании работы являются: работы таких авторов как – Бакластов А.М., Буров В.Д., Минко А.Н., Родионов В.Г. – включают в себя анализ мировых стандартов, работа на мировых рынках сбыта, статические данные, полученные лабораторным путем, практика проектирования турбогенераторов показывает высокую конкурентноспособность ТГ с высоким уровнем ремонтоспособности. А так же в книгах рассмотрены современное состояние и вероятные направления развития мировой энергетики в условиях уменьшения запасов ископаемого топлива и обостряющихся противоречий между требованиями интенсификации развития и экологическими ограничениями. Дан сопоставительный обзор отечественной и зарубежной практики эксплуатации электрических станций различных типов и методов совершенствования энергетического оборудования.

Работы Алабугина А.А. и Алексева Ю.П. описывают вопросы организации, планирования и управления в энергетике по фазам производственного процесса: генерирование, распределение и потребление. Так же отражены материалы по совершенствованию хозяйственного механизма, передовой опыт предприятий.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены системы стандартов ГОСТ: о безопасности труда, о требованиях эксплуатации, о проектировании и о технологических процессах.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		11

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В России насчитывается более 700 электростанций, нагрузка которых более 5 МВт. На начало 2016 г. общая установленная мощность электростанций России составила 235,30 ГВт. Большая часть электроэнергии на территории России вырабатывается тепловыми электростанциями (ТЭС). Выработка ТЭС на 1 декабря 2016 г. составила 59106,6 млн. кВтч [51].

Единая энергетическая система России (ЕЭС РФ) состоит из 69 региональных энергосистем, которые образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада (Рисунок 1.1). Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно) [51].

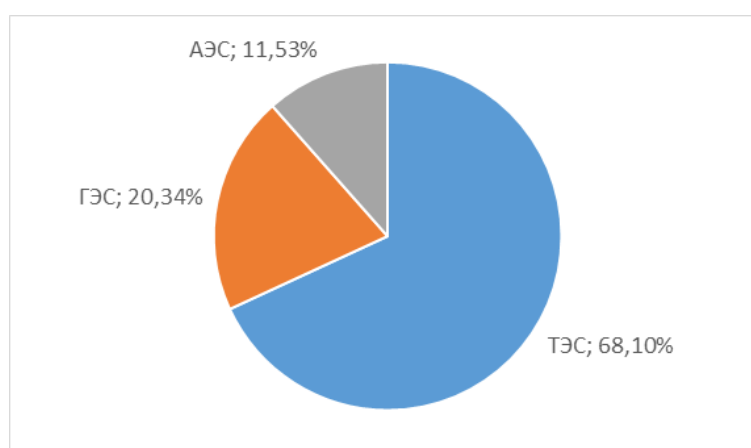


Рисунок 1.1 Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2016 года

Около 60% турбогенераторов, установленных на станциях, обладают мощностью от 100 до 300 МВт. Турбогенераторы распределяются по группам в зависимости от диапазона мощности (Таблица 1.1). Блоки с установленной мощностью 300-500 МВт составляет 30% от общего числа турбогенераторов в России. Зарубежном обстановка выглядит иначе, предпочтение более мощным машинам. К примеру, в США количество блоков установленной мощности составляет 40% от общего числа.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		12

Таблица 1.1 - Мощность турбогенераторов по группам

Группа	Диапазон мощности турбогенераторов МВт	Суммарная мощность турбогенераторов ГВт
1	25-100	36,2
2	100-300	57,6
3	300-500	49,6
4	800	13,1
5	Более 1000	1,2
Итого		157,7ГВт

Основная масса отечественных турбогенераторов надежнее, чем зарубежные аналоги, но, несколько уступают турбогенераторам новых серий концернов Siemens KWU и ABB.

Процент единичных мощностей турбогенераторов придерживается с технической стороны, связанной с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения. Электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000-2500 МВт, однако социально-экономические последствия в аварийной ситуации, исключают актуальность применения машин такой единичной мощности, из-за ограничений по механическому напряжению ротора и вибрациям.

В течение последнего десятилетия было произведено снижение капиталовложений на строительство станций за счет установки более мощных генераторов. Так как на 1 кВт установленной мощности затраты на установку турбогенератора более 1000 МВт в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора 50 МВт. Коэффициент полезного действия (КПД) блоков мощностью более 1000 МВт равен 98,9%, потери в виде теплоты достигают 12,0 МВт, что требует обеспечения интенсивного охлаждения.

Турбогенераторы делятся по принципу охлаждения на группы:

- машины с косвенным (поверхностным) охлаждением;
- непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора различными средами (Таблица 1.2);
- смешанным охлаждением.

Таблица 1.2 - Свойства охлаждающих сред по отношению к воздуху

Среда	Воздух	Водород 0,2 МПа	Масло трансформаторное	Вода
Плотность	1	0,21	848	1000
Объёмная теплоёмкость	1	2,2	1400	3500
Теплопроводность	1	7,1	5,3	23
Теплоотводящая способность	1	2,7	21	60

В численном превосходстве, примерно 65% парка турбогенераторов имеют водородное и водородно-водяное охлаждение. Турбогенераторы отечественных производителей с водородным и водородно-водяным охлаждением несколько не уступают по качеству и рабочим показателям, лучшим иностранным аналогам, а по ряду показателей их превосходят.

На протяжении долгого времени, опыт эксплуатации турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением показал, что турбогенераторы данной серии очень дороги в эксплуатации. Замена данных генераторов возможна более простыми турбогенераторами с полным воздушным охлаждением. Эти машины не требуют такого количества сложного вспомогательного оборудования, не взрывоопасны, и более пожаробезопасные.

За последние годы в России, в связи с изменением структуры деятельности хозяйства, более половины от общего числа турбогенераторов отработали установленные сроки эксплуатации. В России турбогенераторы мощностью от 60 МВт, отслуживших свыше 30 лет, составляет 55%, а прослужившие менее 30 лет - 26%. В США разница процентов турбогенераторов, прослуживших менее 30 лет и более 30 лет, всего 3%, когда в России - 30%. В данной ситуации турбогенераторы, прошедшие срок эксплуатации, необходимо заменить новыми. А машины, требующие продления срока службы, модернизировать, произвести ремонтные работы и обеспечить непрерывный контроль.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		14

Отечественные заводы предусматривают три вида охлаждения турбогенераторов: воздушный, водородный, жидкостный. А также существует комбинированное охлаждение - воздушное и жидкостное охлаждение.

В Российской Федерации выпускаются турбогенераторы следующих типов:

– Т, ТА - охлаждение сердечника статора, воздушное охлаждение обмотки статора и ротора;

– ТФ – косвенное охлаждение обмотки статора, воздушное охлаждение обмотки ротора и сердечника;

– ТЗФ – аналогичен ТФ, но охлаждение по трехконтурной схеме. Более эффективен, повышенное КПД, надёжность и перегрузочная способность турбогенераторов за счёт разделения потоков воздуха, охлаждающего статор и ротор;

– ТЗФА – на роторе 2 обмотки возбуждения с непосредственной системой воздушного охлаждения;

– ТЗВ – с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора дистиллированной водой;

– ТВФ – полное водородное охлаждение, форсированное;

– ТВВ – комбинированное охлаждение ротора водородом и статора водой;

– ТВМ – охлаждение ротора водой, а статор маслом.

Ведущие компании в России по производству турбогенераторов находятся в г. Санкт-Петербурге, г. Новосибирске и г. Лысьве.

Турбогенераторы изготавливаются в соответствии с ГОСТ по индивидуальным заказам. В комплект поставки входят: генератор заказанного типа, система возбуждения указанного в заказе типа, система охлаждения, запасные части и монтажные приспособления.

Для сокращения затрат по замене устаревшего турбогенератора требуется чтобы крепления нового генератора соответствовали старому для установки на существующий фундамент (Таблица 1.3).

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		15

Таблица 1.3 - Сведения о замене турбогенераторов старых серий и единой серии ТВФ мощностью от 25 мВт выработавших срок службы

Заменяемые турбогенераторы	Новые турбогенераторы	
	Завод «Электросила»	НПО «ЭЛСИБ»
T2-25-2, ТВ-25-2, ТВ2-30-2	ТФП-25-2	ТФ-25-2, ТФ-32-2
ТВ2-30-2	ТФП-36-2	-
T2-50-2, ТВ-50-2	ТФП-55-2, ТЗФП-50-2	ТФ-60-2
ТВФ-60-2	ТФП-60-2, ТЗФП-63-2	ТФ-60-2, ТФ-63-2
ТВ2-100-2	ТФП-110-2, ТЗФП-110-2	ТФ-110-2
ТВ2-150-2	ТФП-160-2, ТЗФП-160-2	ТФ-160-2
ТВФ-120-2	ТФП-110-2, ТЗФП-110-2	ТФ-110-2
ТГВ-200	ТФП-225-2	-

Во всех сериях турбогенераторах с воздушным охлаждением применены:

- новейшая термореактивная изоляция обмоток статора с повышенной теплопроводностью и ротора;
- электротехническая сталь с малыми удельными потерями;
- современные конструктивные материалы;
- для изоляции обмотки статора применяется изоляция типа «Монолит-2» – сухими стеклослюдинитовыми лентами с последующей вакуумно-нагнетательной пропиткой и запечкой обмотки, уложенной в сердечник статора.

Преимущества турбогенераторов с воздушным охлаждением современной конструкции:

- повышенная надежность, обусловленная простотой конструкции и отсутствием дистиллята;
- уменьшенный объем вспомогательного оборудования;
- простота и сокращение сроков профилактического ремонта (период между ремонтами увеличен до 10 лет);
- повышенная маневренность;
- безопасность при обслуживании;

– высокая заводская готовность, вплоть до отгрузки моноблока агрегата, испытанного в заводских условиях;

– сокращенный срок монтажа

Турбогенераторы приводятся во вращение паровой или газовой турбиной. Высокая частота вращения турбины достигается за счет использования пара. Паровая турбина в отличие от других имеет меньшие габариты и дешевле в изготовлении [49].

По частоте вращения существует два типа турбогенераторов: двухполюсные и четырёхполюсные. Двухполюсные турбогенераторы развивают скорость на 3000 об./мин., а четырёхполюсные - на 1500 об./мин. [49].

В рабочем режиме турбогенератора происходит нагрев обмотки и активной стали за счет потери мощности. Допустимая температура нагрева зависит от используемых изоляционных материалов и температуры среды охлаждения. На асфальтобитумных лаках для изоляции класса В по ГОСТ 533-76 допустимая температура нагрева обмотки статора должна составлять 105°C, а ротора 130°C. При изоляциях класса F и H предел допустимой температуры нагрева обмоток статора и ротора увеличивается [12].

В процессе эксплуатации генераторов изоляция обмоток со временем изнашивается, по причине загрязнений, влаги, окисления кислородом, электрических нагрузок и воздействия электрического поля. Но, главная причина износа изоляции - нагрев. Высокая температура нагрева изоляции ускоряет этот процесс и уменьшает срок службы. Изоляция класса В при температуре нагрева до 120°C имеет срок службы 15 лет, а при нагреве до 140°C – 2 года. Срок службы изоляции увеличивается до 30 лет при соблюдении температуры нагрева по ГОСТ - 105°C. [12] Поэтому важно соблюдать допустимую температуру нагрева изоляции в любом режиме работы турбогенератора. Чтобы соблюдать допустимые значения температуры нагрева, генераторы изготавливают с искусственным охлаждением. Существует косвенное и непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		17



При косвенном охлаждении с помощью вентиляторов, встроенных в торцы ротора, подается внутрь генератора охлаждающий газ (воздух или водород), он прогоняется через немагнитный зазор и вентиляционные каналы. Охлаждающий газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора, тепло передается газу через изоляцию обмоток.

При непосредственном охлаждении - охлаждающее вещество (газ или жидкость) непосредственно соприкасается с проводниками обмоток генератора.

Вывод по разделу три

Проанализировав Российский рынок энергогенерирующего оборудования, был выбран турбогенератор ТФ-60-2УЗ НПО «ЭЛСИБ» г. Новосибирск. В комплект поставки входит:

- турбогенератор (со статором, включающим устройство тушения пожара, ротором, воздухоохладителями, концевыми выводами, щёточно-контактным аппаратом.);
- насосы подачи воды в воздухоохладители и оборудование для надува и осушки воздуха;
- кожух шумозащитный;
- система автоматизированного контроля;
- эксплуатационная и ремонтная документация.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		18

## 4 ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «ФОРТУМ» И ЧТЭЦ-2

ОАО «Фортум» является одним из ведущих производителей и поставщиков тепловой и электрической энергии на Урале и Западной Сибири. В настоящее время суммарная установленная мощность всех филиалов и дочерних компаний по электроэнергии составляет 4,29 ГВт. Компания «Фортум» включает 8 теплоэлектростанций расположенных в Челябинской области (5), Тюменской области (3) и в Ханты-Мансийском автономном округе (Няганская ГРЭС) [52].

Действие ОАО «Фортум» направлены на развитие и внедрение передовых энергоэффективных технологий, на обеспечение энергобезопасности территории.

В 1959 г. запущено строительство Челябинской теплоэлектроцентрали №2 (ЧТЭЦ-2) (Приложение А), в связи с интенсивным ростом города Челябинска. Запуск произвели в 1962 г., станция отличалась от других более надежной и прогрессивной схемой. На блочный принцип ввода в работу 9-ти котлов и 4-ех паротурбогенераторов определил схему связи через общий стационарный коллектор (Приложение В). Топливную нагрузку котлов связывали с бурным углем Челябинского угольного бассейна, ориентируясь на его рабочие характеристики  $Q_n^p=15,0\div 15,9$  МДж/кг;  $W^p=13\div 16\%$ ;  $A^p<30\%$ ;  $V^r=40\div 43\%$ , способ сжигания был ориентирован на пылесистемы с прямым вдуванием пыли из молотковых мельниц (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Характеристики энергетических котлоагрегатов

Характеристики энергетических котлоагрегатов									
Наименование параметров	Номера котлоагрегатов								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Год установки	1962	1963	1964	1965	1968	1969	1969	1970	1971
Тип котла	БКЗ-210-140								
Паропроизводительность т/ч.	140 т/ч, 550°C								

Поставляемые Барнаульским котельным заводом котлы типа БКЗ-210-140Ф были рассчитаны на выработку пара с расходом  $D_n=210$  т/ч ( $D_n=58,33$  кг/с) при температуре  $t_{nn}=570^\circ\text{C}$  ( $T_{nn}=843\text{K}$ ) и давлении  $P_{nn}=14,0$  МПа. С выработкой

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		19

ресурса оборудования ТЭС нормативные параметры были изменены и на сегодняшний день составляют:  $t_{\text{min}}=550^{\circ}\text{C}$  ( $T_{\text{min}}=823\text{K}$ ) и  $P_{\text{min}}=13,0\text{ МПа}$ .

Челябинская ТЭЦ-2 расположена в Тракторозаводском районе г. Челябинска. Площадка строительства относится к климатическому району Ів. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки  $-34^{\circ}\text{C}$ . Снеговая нагрузка по III географическому району равна  $100\text{ кгс/м}^2$ , нормативная глубина промерзания грунтов  $-2,0\text{ м}$ . Район строительства не сейсмичен.

Существующая ТЭЦ строилась в две очереди. В настоящее время на площадке имеются следующие основные здания и сооружения: главный корпус, пиковая водогрейная котельная, дымовые трубы, градирни, склад топлива, объект топливоподдачи, ХВО, инженерный корпус, сети, автодороги, ж/дороги, складские помещения и др. В главном корпусе располагается следующее основное оборудование:

- Энергетические котлы БКЗ-210-140 – 9 шт.;
- Паровые турбины ПТ-60-130/13 – 2 шт.;
- Паровые турбины Т-100-130 – 2 шт. (Таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Характеристика турбоагрегатов

Характеристики турбоагрегатов				
Наименование параметра	Номера турбоагрегатов			
	1	2	3	4
Год установки	1962	1964	1968	1969
Тип турбины	ПТ-60-130/13	ПТ-60-130/13	Т-100-130	Т-100-130
Тип генератора	ТВ-60-2	ТВФ-60-2	ТВФ-120-2	ТФ-125-2У3
Мощность, МВт	60	60	100	125

В водогрейной котельной установлены два пиковых водогрейных котла ПТВМ-180 (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 - Характеристика водогрейных котлов

Характеристики водогрейных котлоагрегатов		
Наименование параметров	Номера котлоагрегатов	
	1	2
Год установки	1970	1972

Продолжение таблицы 4.3

Наименование параметров	1	2
Тип котла	ПТВМ-180	ПТВМ-180
Производительность, Гкал/час	180	180

Покрываемое станцией тепловые нагрузки в настоящее время составляют:

- В горячей воде 930 Гкал/ч;
- В паре 327 т/ч.

Электрическая мощность станции 320 МВт. Схема теплоснабжения закрытая, регулирование отпуска тепла - качественное по температурному графику 150-70°С, возврата конденсата с производства нет, основными потребителями тепла являются г. Челябинск.

Существующее основное оборудование установлено в 1962-1971 гг. и находится в удовлетворительном состоянии, котлы первой очереди требуют модернизации и замены вспомогательного оборудования. Основным видом топлива для энергетических котлов ТЭЦ является Челябинский бурый уголь, резервным – газ. Основным топливом для водогрейных котлов является природный газ, резервным - топочный мазут.

Для разгрузки угля на ТЭЦ имеется разгрузустройство с одним вагоноопрокидывателем, разгрузсарай и разгрузочная эстакада вместимостью 7 вагонов. Угольный склад емкостью 200000 т оборудован перегружателем.

Для подачи угля со склада в главный корпус имеется топливоподача, оборудованная ленточным конвейером, узлами пересыпки, четырех блочным дробильным устройством с дробилками производительностью 250 т/ч каждая.

Газоснабжение ТЭЦ осуществляется по внешнему газопроводу 500 мм, давление газа -12 кгс/см<sup>2</sup>. Для снижения давления газа для подачи на ТЭЦ и в котельную; на площадке ТЭЦ имеется ГРП производительностью 320000 нм<sup>3</sup>/ч (два газопровода производительностью по 160000 нм<sup>3</sup>/час).

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		21

На ТЭЦ имеется мазутное хозяйство, состоящее из однопутного приемно-сливного устройства на восемь цистерн, склада мазута с двумя резервуарами на 2000 м<sup>3</sup> каждый.

Зола и шлак, от сжигания угля аппаратами Москалькова, подается на существующий золоотвал, расположенный в районе оз. Первое. Водоснабжение ТЭЦ-2 осуществляется от р. Миасс и оз. Первое.

На ТЭЦ-2 имеются обессоливающая установка производительностью 400 т/ч и ХВО для подпитки теплосети производительность 150 т/ч. Кроме того, имеется склад соли и нейтрализационная установка по нейтрализации осветленной воды ГЗУ производительностью 310 т/ч.

Вывод по разделу четыре

ОАО «Фортум» один из ведущих производителей и поставщиков тепловой и электрической энергии на Урале, его действия направлены на развитие и внедрение энергоэффективных технологий. Станция ЧТЭЦ-2, входящая в состав ОАО «Фортум», отличается от других более надежной схемой. Существующее основное оборудование требует модернизации и замены вспомогательного оборудования.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		22

## 5 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13

Паровая турбина ПТ-60-130/13 с конденсацией и двумя регулируемые отборами представляет собой двухцилиндровый одновальный агрегат (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Характеристика паровой турбины ПТ-60-130/13

Параметр	Значение
Номинальная мощность	60 МВт
Число оборотов в минуту	3000 об/мин
Давление свежего пара перед стопорным клапаном	130 ата
Температура свежего пара перед стопорным клапаном	545-555°С
Давление в конденсаторе	0,03 ата
Температура циркулирующей воды	20°С
Максимальный расход пара через турбину	385 т/ч
Максимальный пропуск пара в конденсатор	160 т/ч
Давление пара промотбора	10-16 ата
Давление пара регулируемого теплофикационного отбора	0,7-2,5 ата
Расход охлаждающей воды	8000 м <sup>3</sup> /ч

Турбина состоит из двух цилиндров высокого и низкого давления.

Цилиндр высокого давления имеет одновальную регулирующую ступень и 16 ступеней давлений. Цилиндр низкого давления состоит из двух частей:

- часть высокого давления имеет регулирующую ступень и 8 ступеней давлений;
- часть низкого давления имеет регулирующую ступень и 3 ступени давлений.

Валопровод турбоагрегата состоит из 3-х роторов высокого давления РВД - цельнокованый, ротора низкого давления РНД состоит из девяти цельнокованных дисков и четырех насадных и ротора генератора. Соединены ротора турбины между собой гибкой пружинной муфтой, а с ротором генератора полугибкой или жесткой муфтой.

Турбина имеет клапанное регулирование. Регулирование ЧВД состоит из 4-х регулирующих клапанов, расположенных в паровых коробках передней части ЦВД, подающей пар к сегментам сопел и 5-ого перегрузочного клапана, перепускающего пар из камеры регулирующего колеса в камеру за 4-ой ступенью.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		23

Регулирование промотбора осуществляется 4-мя регулирующими клапанами, расположенными в передней части ЦНД. Регулирование теплофикационного отбора осуществляется поворотной диафрагмой.

Концевые уплотнения роторов турбины выполнены без каминов. В соответствующие камеры уплотнений подается пар из уравнильного трубопровода деаэраторов 6 ата. Давление в камерах уплотнений поддерживается регулярным в пределах 0,1-0,3 ати.

Перемещение регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов ЦНД и поворотной диафрагмы перепуска пара за 27-ой ступенью производится поршневыми сервомоторами, золотниками которых управляет регулятор скорости, и регуляторами давлений отборов.

Регулятор скорости снабжен механизмом управления, служащим для подрегулировки от руки (по месту) или дистанционного с помощью синхронизатора на панели управления турбинами ЦТЩ-1.

Масляная система турбины предназначена для питания маслом системы регулирования при давлении 20 кгс/см<sup>2</sup> и системы смазки подшипников при давлении 0,8 кгс/см<sup>2</sup>. Емкость масляной системы составляет около 16 тонн.

В масляную систему входят:

1. Главный центробежный масляный насос ГМН – осуществляет подачу масла в систему регулирования. Приводиться в действие валом турбины;

2. Инжектор – подает масло в систему смазки, располагается в масляном баке емкостью 14 м<sup>3</sup>;

3. Два масляных электронасоса МН – предназначены для пуска и останова турбины. Из них один пусковой ПМН, обеспечивающий маслом системы регулирования и смазки, второй насос - МНС обеспечивает систему смазки до включения ПМН, а также работает при останове турбины. Насос МНС приводиться в действие электродвигателем переменного тока и включается от реле падения давления в системе смазки РПДС при понижении давления до

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		24

0,6 кгс/см<sup>2</sup>. Если давление в системе смазки падает до 0,45 кгс/см<sup>2</sup>, то включается резервный насос МНС, работающий от двигателя постоянного тока;

4. Два маслоохладителя МБ-63-90 – предназначены для охлаждения масла. Допускается возможность отключения одного из них как по охлаждающей воде, так и по маслу, для чистки при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не выше 30°С. Нельзя допускать, чтобы в маслоохладителях давление масла было ниже давления воды.

Турбина снабжена одним двухходовым конденсатором типа 50-КЦС-4, работающим на циркуляционной или сырой воде (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 - Характеристика 50-КЦС-4

Поверхность охлаждения	Гидравлическое сопротивление конденсатора (при расходе ОВ 8000 м <sup>3</sup> /ч)	Максимально допустимое рабочее давление воды
3000 м <sup>2</sup>	3,6 м в. ст.	1,6 кгс/см <sup>2</sup>

Для откачки конденсата используются два центробежных конденсационных насоса. Производительность каждого насоса – 120 м<sup>3</sup>/ч.

Для удаления воздуха и газов из конденсатора имеются 2 основных трехступенчатых эжектора типа ЭП-3-600-4 (на ТГ-2 – ЭП-3-700-1) с арматурой и приборами, а также один пусковой эжектор ЭП-1-1100-1 (Таблица 5.3, Таблица 5.4).

Таблица 5.3 - Характеристика основного эжектора ЭП-3-600-4

Давление пара перед эжектором	Расход пара на эжектор	Кол-во отсасываемого воздуха	Минимальный расход конденсата
5-6 ати	700 кг/ч	75 кг/ч	60 м <sup>3</sup> /ч

Таблица 5.4 – Характеристика пускового эжектора ЭП-1-1100-1

Давление пара перед эжектором	Расход пара на эжектор	Температура пара	Кол-во отсасываемого воздуха
3,5-4 ати	1100 кг/ч	150 0С	140 кг/ч

Турбина типа ПТ имеет 7 отборов, два из которых теплофикационный и производственный остальные пять служат для подогрева питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины.



В тепловой схеме ПТ-60-130/13 входят:

1. Два поверхностных охладителя основных эжекторов конденсатора;
2. ГСП – Горизонтальный сальниковый подогреватель откачивает пар с крайних камер лабиринтовых уплотнений турбины;
3. ВСП - Вертикальный сальниковый подогреватель откачивает пар с промежуточных камер лабиринтовых уплотнений турбины;
4. Три поверхностных подогревателя низкого давления ПНД-2,3,4. Подогреватель ПНД-1 демонтирован. Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя. Поверхность нагрева каждого подогревателя составляет 110 м<sup>2</sup>;
5. Три поверхностных подогревателя высокого давления ПВД-5,6,7 типа ПВ-350-230-«П». ПВД состоит из охладителя греющего пара, охладителя конденсата греющего пара и собственно охладителя, состоящих из трубной системы, коллекторов подвода, отвода охлаждающей (питательной) воды;
6. Деаэратор ДБ-1 с давлением 6 ата. Производительность деаэратора 400 т/ч при температуре 160°С.

Два основных бойлера ОБ и один пиковый ПБ служат для подогрева сетевой воды на турбоустановках ПТ-60-130/13. Греющим паром для основных бойлеров служит теплофикационный отбор, а для пикового бойлера промотбор любой из машины или от БРОУ.

Сетевая вода нагнетается в бойлеры сетевыми насосами СН-1,2,3.

Конденсат турбины откачивается из конденсатора двумя центробежными насосами в поверхностные охладители основных эжекторов ОЭ-А и ОЭ-Б. Затем последовательно в охладители ГСП, ВСП и подогреватели низкого давления ПНД-2,3,4.

Слив конденсата из ПНД каскадный: из ПНД-4 в ПНД-3, из ПНД-3 в расширительный бак РБ и на всас насоса ДНП, из ПНД-2 на всас ДНП или в конденсатор через расширитель дренажей РД. Сливные насосы ДНП откачивают конденсат ПНД в линию основного конденсата перед ПНД-3.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		26

При отключенном ПНД конденсат поступает через подогреватель основного конденсата ПОК-1 в деаэратор ДБ-1. Подогревающий пар подается в ПОК-1 и ДБ-1 из паровой уравнивательной магистрали 6 ата и коллектора греющего пара 6 ата.

Из деаэратора ДБ-1 питательная вода электронасосом ПЭН-1 последовательно нагнетается в подогреватели высокого давления ПВД-5,6,7. Регулирующими клапанами конденсат из подогревателей отводится каскадно через ПВД-5 на деаэратор ДБ-1 и при малых нагрузках (давлении пара в паровом пространстве ПВД-5) автоматически переводится в ПНД-4.

ПВД имеют групповое защитное устройство, которое отключает их. Все подогреватели снабжаются водоуказательными приборами и местными контрольно-измерительными приборами.

Слив конденсата греющего пара из основных бойлеров производится насосами КНБ-А,Б в линию основного конденсата перед ПНД-3.

Циркуляционные насосы ЦН-А,Б (по два на турбину с перемычкой по напору и секционной задвижкой на ней) подают охлаждающую воду в конденсаторы, маслооладители, газоохладители и собственные нужды цеха.

### **5.1 Тепловой расчет турбины ПТ-60-130/13**

Турбина ПТ-60-130/13 имеет всего семь отборов, из них 2 регулируемых: производственный и отопительный. Такое количество отборов позволяет обеспечить развитую систему регенерации: 3 ПВД и 4 ПНД. Деаэратор питательной воды включён по предвключённой схеме, т.е. подключён к тому же отбору, что и нижний ПВД, поэтому деаэратор не является отдельной ступенью подогрева питательной воды [30].

ПВД и ПНД работают в группах и индивидуальных обводов не имеют. При неисправности любого из ПВД, выводится вся группа ПВД.

В системе регенерации есть также следующие элементы:

– Охладитель пара эжекторов (осуществляется трёх ступенчатое сжатие воздуха с промежуточным его охлаждением, что экономичнее);

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		27

– Охладитель пара уплотнений (ВСП) служат для утилизации теплоты пара, отсасываемого из камеры низкого давления с помощью эжектора;

– Подогреватель сальниковый (ГПС) служат для утилизации пара из камер уплотнений избыточного давления.

Для надёжной работы этих элементов и, в особенности, ОЭ и ОУ через них должен подаваться достаточный расход конденсата. Поэтому на режимах с малым пропуском пара в конденсатор включается линия рециркуляции. Регулирование расхода конденсата осуществляется по этой линии автоматически (клапан рециркуляции, который управляется по импульсу уровня конденсата в конденсаторе).

Турбина имеет один отопительный отбор, т.е. обеспечивается одноступенчатый подогрев сетевой воды, хотя число сетевых подогревателей два.

В тепловой схеме турбины устанавливается два расширителя непрерывной продувки, атмосферный деаэратор для деаэрации основного конденсата.

Расчет тепловой схемы.

Исходные данные для расчета.

Мощность турбины  $N=60$  МВт, начальные параметры  $P_0=12,75$  МПа,  $t_0=555^\circ\text{C}$ , давление в конденсаторе  $P_k=4$  кПа, турбоустановка работает в номинальном теплофикационном режиме.

Построение процесса расширения в  $h_s$ -диаграмме.

Для определения давления в отопительном отборе задаёмся тепловым графиком теплосети 150/70.

Для расчёта возьмём точку  $t_n^p$ . В этом случае температура обратной сети  $t_{oc} = 70^\circ\text{C}$ . Рассчитываем температуру за сетевым подогревателем.

$$t_{c2}^{\max} = t_{oc}^{\max} + \alpha_{ТЭЦ} (t_{nc}^{\max} - t_{oc}^{\max}), \quad (5.1)$$

где  $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$  – доля покрытия теплофикационной нагрузки турбоустановкой;

$t_{nc}^{\max} = 150^\circ\text{C}$  – температура прямой сети;

$t_{oc}^{\max} = 70^\circ\text{C}$  – температура обратной цепи.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		28

$$t_{c2}^{\max} = 70 + 0,5 \cdot (150 - 70) = 110^{\circ} C$$

Температура насыщения пара в подогревателе:

$\delta t = 5^{\circ} C$  – температурный напор;

$$t_{нод}^{нас} = t_{c2}^{\max} + \delta t, \quad (5.2)$$

$$t_{нод}^{нас} = 110 + 5 = 115^{\circ} C$$

$t_{нод}^{нас}$  - температура насыщения в сетевом подогревателе.

По таблице термодинамических свойств воды и водяного пара находим давление насыщения:

$$P_{нас}(t_{нод}^{нас}) = 1,69 \text{ ата};$$

Давление в отборе определяем по формуле:

$$P_m = P_{нас} + \Delta P_{ном}, \quad (5.3)$$

где  $\Delta P_{ном} = 5\%$ .

$$P_{mi} = 1,05 P_{нас} = 1,05 \cdot 1,69 = 1,8 \text{ ата};$$

Уточним давление  $P_5$ :

$$P_5 = \sqrt{\left(\frac{D_5}{D_{5P}}\right)^2 \cdot (P_{5P}^2 - P_{mp}^2) + P_m^2}; \quad (5.4)$$

$$P_5 = \sqrt{(3,4^2 - 1,2^2) + 1,8^2} = 3,66 \text{ ата} = 0,359 \text{ МПа}.$$

Давление пара в отборах турбины принимаем по справочным данным (Таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Давление пара в отборах турбины

Отборы турбины	Отбор	P, МПа
За 9 ступенью ЦВД пар на ПВД-7	I	4,41
За 13 ступенью ЦВД пар на ПВД6	II	2,55
За 17 ступенью ЦВД пар на ПВД-5	III	1,27
За 20 ступенью ЦНД пар на ПВД-4	IV	0,559
За 22 ступенью ЦНД пар на ПВД-3	V	0,359
За 26 ступенью ЦНД пар на ПВД-2	VI	0,176
За 28 ступенью ЦНД пар на ПВД-1	VII	0,00588

Принимаем потери на дросселирование в регулирующих клапанах 4%, потери на дросселирование в клапанах перед ЧСД 15%; относительный внутренний КПД: ЧВД=0,8; ЧСД=0,82; ЧНД=0 (т.к пар пар дросселируется) [48].

По рассчитанным данным строим процесс расширения в  $h_s$ -диаграмме (Рисунок 5.1).

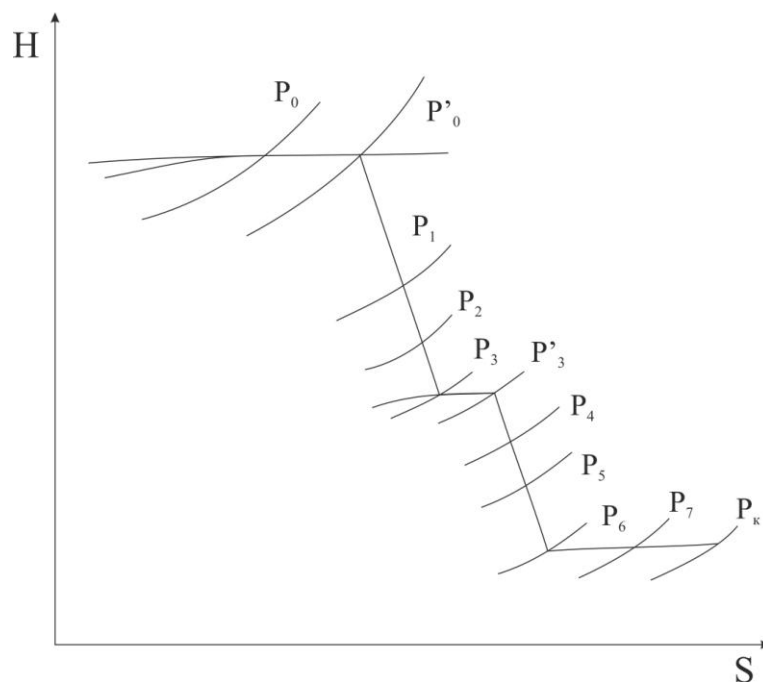


Рисунок 5.1 - Процесс расширения пара в турбине

Составление таблицы состояния пара и воды в системе регенерации.

Уточняем давление в подогревателях:

$$P_{Пj} = P_j - \Delta P, \quad (5.5)$$

где  $\Delta P = 7\%$  - потери давления в паропроводах отборов.

Температура воды в подогревателях:

$$t_B = t_H - \delta t, \quad (5.6)$$

где  $\delta t$  - температурный напор, принимаем  $4^\circ\text{C}$  в ПВД,  $2^\circ\text{C}$  в ПНД.

Принимаем давление воды в ПНД 1,5 МПа, в ПВД:

$$P_B = 1,25 \cdot P_0 = 1,25 \cdot 12,75 = 15,94 \text{ МПа}.$$

Коэффициент недовыработки отборов:

$$Y_{ОТБ} = \frac{h_{омб} - h_k}{h_0 - h_k}. \quad (5.7)$$

Составление баланса пара и воды и расчет системы ПВД.

Принимаем расход пара на турбину  $G_T = 1$ . Тогда подвод свежего пара к стопорным клапанам ЦВД  $G_0 = G_T + G_{упл}^{пр} = 1 + 0,02 = 1,02 G_T$ . Паровая нагрузка

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		30

парогенератора  $G_{пе} = G_o + G_{гТ} = 1,02 + 0,015 \cdot 1,02 = 1,0353 G_T$ . Расход питательной воды  $G_{пв} = G_{пе} + G_{пр} = 1,0353 + 0,005 \cdot 1,0353 = 1,0405 G_T$ .

Расчет системы ПВД (Таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Состояние пара и воды в системе регенерации

Точка процесса	Пар			Конденсат		Вода			$\alpha_{отб}$	$Y_{отб}$
	P, МПа	T, °C	h, кДж/кг	T, °C	h, кДж/кг	T, °C	P <sub>в</sub> , МПа	h <sub>в</sub> , кДж/кг		
P0	12,75	555	3484	—	—	—	—	—	—	—
P'0	12,24	554	3484	—	—	—	—	—	—	—
1	4,41	418	3241	—	—	—	—	—	0,0694	0,695
P1	4,10	418	3241	252	1096	248	15,94	1077	—	—
2	2,55	352	3119	—	—	—	—	—	0,0609	0,541
P2	2,37	352	3119	222	952	218	15,94	939	—	—
3	1,27	276	2981	—	—	—	—	—	0,39	0,368
P3	1,18	276	2981	188	794	184	15,94	789	—	—
Д-6	0,588	276	2981	159	670	159		670	—	—
P'3	1,08	273	2981	—	—	—	—	—	—	—
4	0,559	213	2868	—	—	—	—	—	0,012	0,226
P4	0,520	213	2868	153	647	151	1,5	637	—	—
5	0,359	170	2780	—	—	—	—	—	0,098	0,116
P5	0,276	170	2780	138	580	136	1,5	572	—	—
6	0,176	0,998	2688	—	—	—	—	—	0,36	0
P6	0,164	0,998	2688	115	483	113	1,5	432	—	—
Д-1.2	0,118	0,998	2688	105	439	105	—	439	—	—
7	0,005888	110	2688	—	—	—	—	—	0	0
P7	0,00547	110	2688	35	145	33	1,5	139	—	—
К	0,004	110	2688	—	—	—	—	—	—	—

В таблице 5.6 находятся значения:

$$h_1 = 3241 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{21}^{оп} = 1077 \text{ кДж/кг}$$

$$h_2 = 3119 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{22}^{оп} = 939 \text{ кДж/кг}$$

$$h_3 = 2981 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{23}^{оп} = 789 \text{ кДж/кг}$$

$$h_j^{ox} = f(P_{подj}, t_{нj} + 25)$$

$$h_1^{ox} = 2879 \text{ кДж/кг}$$

$$h_2^{ox} = 2874 \text{ кДж/кг}$$

$$h_3^{ox} = 2848 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{др1} = C_p \cdot t_{др1} = 4,187 \cdot 228 = 954,6 \text{ кДж/кг}; t_{др1} = t_{22}^{on} + 10 = 218 + 10 = 228^\circ\text{C}$$

$$h_{др2} = C_p \cdot t_{др2} = 4,187 \cdot 194 = 812,3 \text{ кДж/кг}; t_{др2} = t_{23}^{on} + 10 = 184 + 10 = 194^\circ\text{C}$$

$$h_{др3} = h'_{п3} = 794 \text{ кДж/кг}$$

Повышение энтальпии воды в питательных насосах:

$$\Delta h_{nn} = \frac{v \cdot \Delta p_{nn}}{\eta} \quad (5.8)$$

$$\Delta h_{nn} = \frac{0,0011 \cdot (15,94 - 0,588) \cdot 10^3}{0,85} = 19,87 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия воды перед ПВД 3 с учетом работы питательных насосов:

$$h_{13} = h_o + \Delta h_{nn}, \quad (5.9)$$

$$h_{13} = 670 + 19,87 = 689,9 \text{ кДж/кг}.$$

Тепловой баланс для ПВД 1:

$$\alpha_{ПВ} (h_{21}^{on} - h_{22}^{on}) = \alpha_1 (h_{11}^{ox} - h_{др1}) \eta_{П}$$

$$\alpha_1 = \alpha_{нс} \frac{h_{21}^{on} - h_{22}^{on}}{(h_{11}^{ox} - h_{др1}) \eta_n} \quad (5.10)$$

$$\alpha_1 = 1,04 \frac{1077 - 939}{(2879 - 954,6) \cdot 0,98} = 0,0761 \text{ кДж/кг},$$

где  $\alpha_1$  - доля отобранного пара,  $\alpha_{нс}$  - доля питательной воды на регенерацию.

Тепловой баланс для ПВД 2:

$$\alpha_{нс} (h_{22}^{on} - h_{23}^{on}) = \left[ \alpha_1 (h_2^{ox} - h_{др2}) + \frac{1}{3} \alpha_{ynn} (h_0 - h_{др2}) + \alpha_1 (h_{др1} - h_{др2}) \right] \cdot \eta_n \quad (5.11)$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нс} (h_{22}^{on} - h_{23}^{on}) - \left( \frac{1}{3} \alpha_{ynn} (h_0 - h_{др2}) + \alpha_1 (h_{др1} - h_{др2}) \right) \cdot \eta_n}{(h_2^{ox} - h_{др2}) \cdot \eta_n} \quad (5.12)$$

$$\alpha_2 = \frac{1,04 \cdot (939 - 789) - \left( \frac{1}{3} \cdot 0,02 \cdot (3484 - 812,3) - 0,0761 \cdot (954,6 - 812,3) \right) \cdot 0,98}{(2874 - 812,3) \cdot 0,98} = 0,0633 \text{ кДж/кг}$$

$$\alpha_{др} = \alpha_{1+} \alpha_{2+} \frac{1}{3} \cdot \alpha_{ynn}, \quad (5.13)$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		32

$$\alpha_{\text{оп}} = 0,0761 + 0,0633 + 1/3 \times 0,02 = 0,1461 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

Тепловой баланс для ПВД 3:

$$\alpha_{\text{н6}} (h_{23}^{\text{он}} - h_{13}) = [\alpha_3 \cdot (h_3^{\text{оx}} - h_{\text{оп3}}) + \alpha_{\text{оп2}} (h_{\text{оп2}} - h_{\text{оп3}})] \cdot \eta_n \quad (5.14)$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{\text{н6}} \cdot (h_{23}^{\text{он}} - h_{13}) - \alpha_{\text{оп2}} \cdot (h_{\text{оп2}} - h_{\text{оп3}}) \cdot \eta_n}{(h_3^{\text{оx}} - h_{\text{оп3}}) \cdot \eta_n} \quad (5.15)$$

$$\alpha_3 = \frac{1,04 \cdot (789 - 689,9) - 0,1461(812,3 - 794) \cdot 0,98}{(2835 - 786) \cdot 0,98} = 0,05 \text{ кДж} / \text{кг}$$

Определяем нагрев воды в ОПП:

$$\Delta h_{\text{онnj}} = \frac{\alpha_j (h_j - h_j^{\text{оx}})}{\alpha_{\text{н6}}} \quad (5.16)$$

$$\Delta h_{\text{онn1}} = \frac{0,0761 \cdot (3241 - 2879)}{1,04} = 26,49 \text{ кДж} / \text{кг} ;$$

$$\Delta h_{\text{онn2}} = \frac{0,0633 \cdot (3119 - 2874)}{1,04} = 14,91 \text{ кДж} / \text{кг} ;$$

$$\Delta h_{\text{онn3}} = \frac{0,05 \cdot (2981 - 2848)}{1,04} = 6,39 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

Уточняем энтальпии воды за подогревателями:

$$h_{21} = h_{\text{н6}} = h_{21}^{\text{он}} + \Delta h_1, \quad (5.17)$$

$$h_{21} = 1077 + 26,49 = 1103,49 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

$$h_{22} = h_{22}^{\text{он}} + \Delta h_2, \quad (5.18)$$

$$h_{22} = 939 + 14,91 = 953,91 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

$$h_{23} = h_{23}^{\text{он}} + \Delta h_3, \quad (5.19)$$

$$h_{23} = 789 + 6,39 = 795,39 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

Составляем уточненные тепловые балансы для ПВД 1:

$$\alpha_{\text{н6}} (h_{21} - h_{22}) = \alpha_1 (h_1 - h_{\text{оп1}}) \eta_n \quad (5.20)$$

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{н6}} \frac{h_{21} - h_{22}}{(h_1 - h_{\text{оп1}}) \eta_n}, \quad (5.21)$$

$$\alpha_1 = 1,04 \frac{1103,49 - 953,91}{(3241 - 954,6) \cdot 0,98} = 0,0694 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		33



Составляем уточненные тепловые балансы для ПВД 2:

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{нс} (h_{22} - h_{23}) - \frac{1}{3} \alpha_{ynt} (h_0 - h_{op2}) + \alpha_1 (h_{op1} - h_{op2}) \cdot \eta_n}{(h_2 - h_{op2}) \cdot \eta_n}, \quad (5.22)$$

$$\alpha_2 = \frac{1,04 \cdot (953,91 - 795,39) - \left(\frac{1}{3} \cdot 0,02 \cdot (3484 - 812,3)\right) - 0,0694 \cdot (954,6 - 812,3) \cdot 0,98}{(3119 - 812,3) \cdot 0,98} = 0,0609 \text{ кДж / кг}$$

$$\alpha_{op} = \alpha_1 + \alpha_2 + \frac{1}{3} \cdot \alpha_{ynt}, \quad (5.23)$$

$$\alpha_{op} = 0,0694 + 0,0609 + \frac{1}{3} \times 0,02 = 0,1370 \text{ кДж / кг}.$$

Составляем уточненные тепловые балансы для ПВД 3:

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{нс} \cdot (h_{23} - h_{13}) - \alpha_{op2} \cdot (h_{op2} - h_{op3}) \cdot \eta_n}{(h_3 - h_{op3}) \cdot \eta_n} \quad (5.24)$$

$$\alpha_3 = \frac{1,04 \cdot (795,39 - 689,9) - 0,1461(812,3 - 794) \cdot 0,98}{(2981 - 794) \cdot 0,98} = 0,05 \text{ кДж / кг}.$$

Расчет расширителей непрерывной продувки.

Для турбин типа ПТ применяется 2-х ступенчатая схема расширителей непрерывной продувки (Рисунок 5.2).

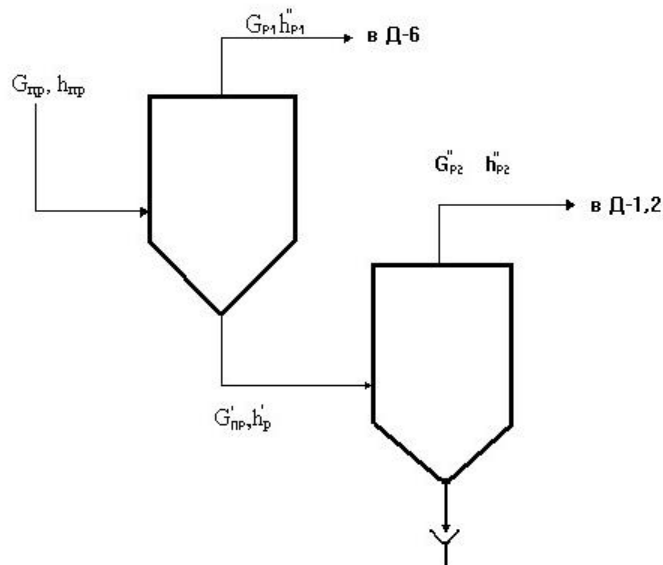


Рисунок 5.2 - Расширители непрерывной продувки

Давление в расширителе:

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		34

$$P_p = P_{Д-6} + \Delta P = 1,1 \cdot P_{Д-6}, \quad (5.25)$$

$$P_p = 1,1 \cdot 0,588 = 0,6468 \text{ МПа}.$$

По  $P_p$  находим:  $h'_p = 686,9$  кДж/кг,  $h''_p = 2761$  кДж/кг.

По давлению в барабане котла  $P_{бар}=14$  МПа находим  $h_{пр}=h'_{бар}=1572,8$  кДж/кг.

Принимаем КПД расширителя  $\eta_p=0,98$ .

Тепловой баланс расширителя:

$$G_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_p = G_{p1} \cdot h''_p + G'_{np} \cdot h'_p \quad (5.26)$$

$$G'_{np} = G_{np} + G_{p1} \quad (5.27)$$

$$G_{p1} = \frac{h_{np} \eta_p - h'_{p1}}{h''_p - h'_{p1}} \cdot G_{np} \quad (5.28)$$

$$G_{p1} = \frac{1572,8 \cdot 0,98 - 686,9}{2761 - 686,9} \cdot G_{np} = 0,412 \cdot G_{np} = 0,412 \cdot 0,005 \cdot G_T = 0,00206 \cdot G_T$$

Аналогично рассчитываем и второй расширитель:

По  $P_p$  находим:  $h'_p = 449,2$  кДж/кг,  $h''_p = 2687$  кДж/кг.

$$G_{p2} = \frac{h'_{\delta 1} \eta_{\delta} - h'_{\delta 2}}{h''_{p2} - h'_{p2}} \cdot G'_{i \delta} = \frac{686,9 \cdot 0,98 - 449,2}{2687 - 449,2} \cdot G'_{i \delta} = 0,05 \cdot G'_{i \delta} = 0,05 \cdot (G_{i \delta} + G_{\delta 1}) =$$

$$= 0,05 \cdot (G_{i \delta} + 0,412 G_{i \delta}) = 0,071 \cdot G_{i \delta} = 0,071 \cdot 0,005 \cdot G_{\delta} = 0,000355 \cdot G_{\delta}.$$

где давление в расширителе:

$$P_p = P_{Д-1.2} + \Delta P = 1,1 \cdot P_{Д-1.2} = 1,1 \cdot 0,118 = 0,13 \text{ МПа}.$$

Расчёт атмосферного деаэратора (Рисунок 5.3).

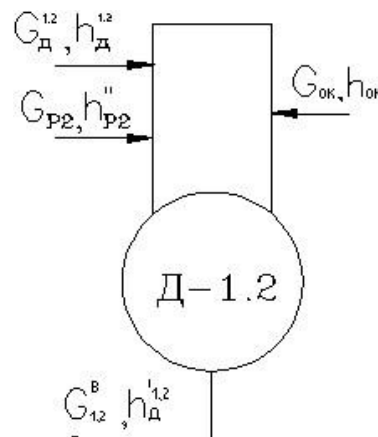


Рисунок 5.3 - Расчётная схема атмосферного деаэратора

Составим уравнение материального баланса:

$$G_{1,2}^B + G_{\text{ВЫП}} = G_{\text{д}}^{1,2} + G_{\text{ОК}} + G_{\text{р2}} \quad (5.29)$$

Уравнение теплового баланса:

$$G_{1,2}^B \cdot h_{\text{д}}^{1,2} + G_{\text{ВЫП}} \cdot h_{\text{д}}^{\prime\prime 1,2} = (G_{\text{д}}^{1,2} \cdot h_{\text{д}}^{1,2} + G_{\text{ОК}} \cdot h_{\text{ОК}} + G_{\text{р2}} \cdot h_{\text{р2}}^{\prime\prime}) \cdot \eta_n \quad (5.30)$$

При давлении 1,2 ата:

$$h_{\text{д}}^{\prime 1,2} = 439 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{д}}^{\prime\prime 1,2} = 2683 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{д}}^{1,2} = 2688 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{ОК}} = 4,187 \cdot t_{\text{ОК}} = 4,187 \cdot 80 = 334,96 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{р2}}^{\prime\prime} = 2687 \text{ кДж/кг}$$

$$G_{\text{ОК}} = 0,5 \cdot G_{\text{пр}} = 0,5 \cdot 120 = 60 \text{ т/ч}, \quad (5.31)$$

$$G_{\text{ВЫП}} = 0,002 \cdot G_{\text{ОК}} = 0,002 \cdot 60 = 0,12 \text{ т/ч}.$$

$$G_{\text{р2}} = 0,000355 \cdot G_m \quad (5.32)$$

Получим:

$$G_{\text{д}}^{1,2} = 3,149 - 0,000355 \cdot G_m \text{ т/ч},$$

$$G_{1,2}^B = 63,029 \text{ т/ч}.$$

Расчёт деаэратора питательной воды (Рисунок 5.4).

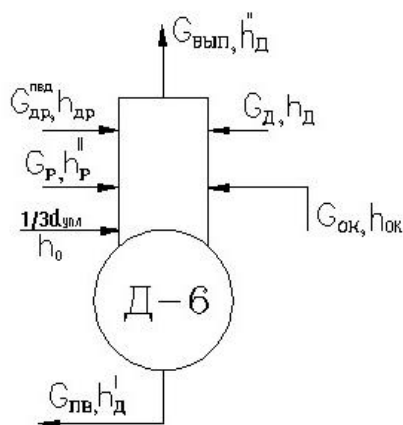


Рисунок 5.4 - Расчётная схема деаэратора питательной воды

Составим уравнение материального баланса:

$$\alpha_{\text{ПВ}} + \alpha_{\text{ВЫП}} = \alpha_{\text{р1}} + \sum \alpha_{\text{др}}^{\text{ПВД}} + \alpha_{\text{ОК}} + \alpha_{\text{д}} + \frac{1}{3} \alpha_{\text{усл}}, \quad (5.33)$$

$$1,04 + 0,002 \cdot \alpha_{OK} = 0,00206 + 0,1803 + \alpha_{OK} + \alpha_D + \frac{0,02}{3}.$$

Уравнение теплового баланса:

$$\alpha_{не} \cdot h'_d + \alpha_{вып} \cdot h''_d = \left[ \alpha_{p1} \cdot h''_{p1} + \sum \alpha_{др}^{ПВД} \cdot h_{др3} + \alpha_{ок} \cdot h_{24} + \alpha_d \cdot h_d + \frac{1}{3} \alpha_{унл} \cdot h_0 \right] \cdot \eta. \quad (5.34)$$

$$1,04 \cdot 670 + 0,002 \cdot \alpha_{OK} \cdot 2757 = (0,00206 \cdot 2761 + 0,1803 \cdot 794 + 0,637 \cdot \alpha_{OK} + \alpha_D \cdot 2981 + \frac{0,02}{3} \cdot 3484) \cdot 0,98$$

Решив систему уравнений, получим:

$$\alpha_{OK} = 0,852;$$

$\alpha_D = 0,0007$  - вода в деаэраторе практически не греется, поэтому уменьшим температуру воды на выходе из верхнего ПНД с  $151^\circ\text{C}$  до  $143^\circ\text{C}$ , тогда  $h_{24} = 602,37$ .

Пересчитаем систему уравнений:

$$\alpha_{OK} = 0,84;$$

$$\alpha_D = 0,013.$$

Расчёт деаэратора подпитки теплосети (Рисунок 5.5).

Для деаэрации подпиточной воды используется вакуумный деаэратор.

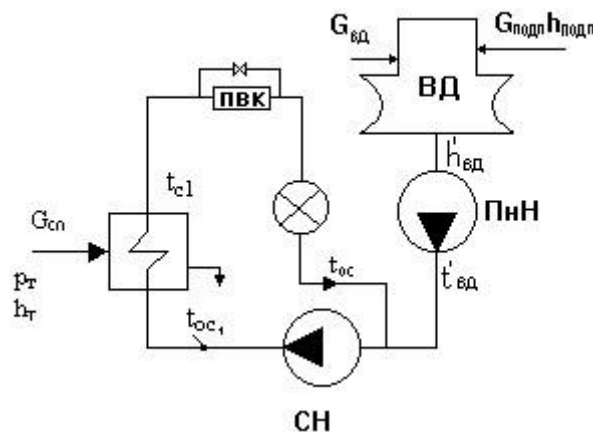


Рисунок 5.5 - Расчётная схема вакуумного деаэратора

Расход сетевой воды:

$$G_{CB} = \frac{Q_m}{C_p \cdot (t_{c2} - t_{oc})}, \quad (5.35)$$

где  $Q_m = 60$  Гкал/час,  $C_p = 1$  ккал/(кг $\cdot$ °C).

$$G_{CB} = \frac{60 \cdot 10^6}{1 \cdot (110 - 70)} = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кг/час} = 1500 \text{ т/ч}.$$

Величина подпитки теплосети:

$$G_{нодн} = 0,02 \cdot G_{CB} = 0,02 \cdot 1500 = 30 \text{ м / ч .}$$

$$h_{нодн} = 4,187 \cdot 30 = 125,61 \text{ кДж / кг .}$$

$$(G_{ПОДП} \cdot h_{ПОДП} + G_{ВД} \cdot h_{ОТБ}) \cdot \eta_{ВД} = (G_{ПОДП} + G_{ВД}) \cdot h'_{ВД}$$

$$G_{ВД} = \frac{G_{нодн} \cdot (h'_{ВД} - h_{ПОДП} \cdot \eta_{ВД})}{h_{ОТБ} \cdot \eta_{ВД} - h'_{ВД}}, \quad (5.36)$$

$$G_{ВД} = \frac{30 \cdot (250 - 125,61 \cdot 0,98)}{2688 \cdot 0,98 - 250} = 1,6 \text{ м / ч .}$$

Составим уравнение смешения:

$$G_{CB} \cdot t_{OC1} = (G_{нодн} + G_{ВД}) \cdot t'_{ВД} + (G_{CB} + G_{нодн} + G_{ВД}) \cdot t_{oc}$$

где  $t'_{ВД} = 60^\circ\text{C}$  (температура насыщения при  $P_{ВД}=0,2$  ата).

$$t'_{oc} = \frac{(G_{нодн} + G_{ВД}) \cdot t'_{ВД} + (G_{CB} + G_{нодн} + G_{ВД}) \cdot t_{oc}}{G_{CB}}, \quad (5.37)$$

$$t'_{oc} = \frac{(30 + 1,5) \cdot 60 + (1500 + 30 + 1,5) \cdot 70}{1,5 \cdot 10^3} = 72,7^\circ\text{C}$$

Определим расход пара в сетевой подогреватель:

$$G_{СП} (h_m - h'_m) \cdot \eta_n = G_{CB} \cdot C_p \cdot (t_C^{max} - t_{oc1}),$$

где  $h'_m$  – определяем по давлению в подогревателе;  $\eta_n = 0,98$ .

$$G_{СП} = \frac{G_{CB} \cdot C_p \cdot (t_C^{max} - t_{oc1})}{(h_m - h'_m) \cdot \eta_n} \quad (5.38)$$

$$G_{СП} = \frac{1500 \cdot 4,187 \cdot (110 - 72,7)}{(2688 - 483) \cdot 0,98} = 108,4 \text{ м / ч}$$

Расчет системы ПНД (Рисунок 5.6) [23].

$$h_4 = 2868 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{24} = 602,37 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{др4} = 647 \text{ кДж/кг}$$

$$h_5 = 2780 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{25} = 572 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{др5} = 580 \text{ кДж/кг}$$

$$h_6 = 2688 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{26} = 432 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{др6} = 483 \text{ кДж/кг}$$

$$h_7 = 2688 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{27} = 139 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{др7} = 145 \text{ кДж/кг}$$

$$h'_T = 483 \text{ кДж/кг}$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		38

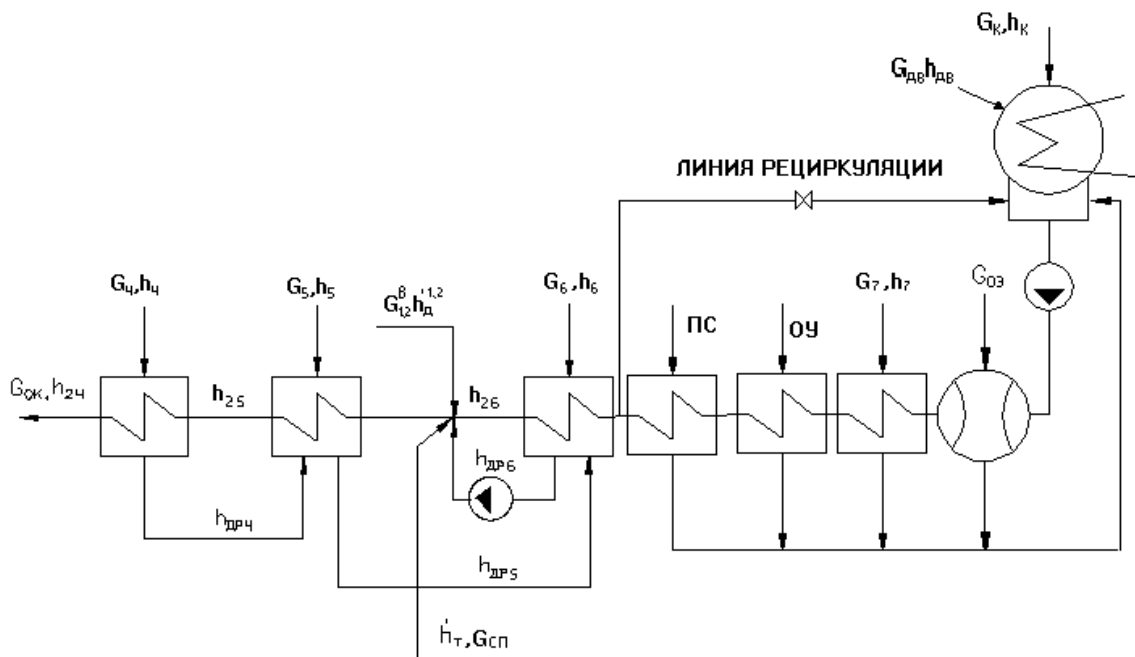


Рисунок 5.6 - Расчетная схема системы ПНД

Составим систему уравнений из тепловых балансов ПНД 4:

$$\alpha_{OK} \cdot (h_{24} - h_{25}) = \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{dp4}) \cdot \eta_{II},$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{OK} \cdot (h_{24} - h_{25})}{(h_4 - h_{dp4}) \cdot \eta_{II}}, \quad (5.39)$$

$$\alpha_4 = \frac{0,84 \cdot (602,37 - 572)}{(2868 - 647) \cdot 0,98} = 0,012 \text{ кДж} / \text{кг}.$$

Составим систему уравнений из тепловых балансов ПНД 5 и ПНД 6, связанных дренажными насосами:

$$\begin{cases} (G_{СП} \cdot (h_{25} - h'_T) + (G_4 + G_5 + G_6) \cdot (h_{25} - h_{dp6}) + \\ + (G_{OK} - G_4 - G_5 - G_6 - G_{СП} - G_B^{1,2}) \cdot (h_{25} - h_{26}) + G_B^{1,2} \cdot (h_{25} - h_D^{1,2}) = \\ = [G_4 \cdot (h_{dp4} - h_{dp5}) + G_5 \cdot (h_5 - h_{dp5})] \cdot \eta_n \\ (G_{OK} - G_4 - G_5 - G_6 - G_{СП} - G_B^{1,2}) \cdot (h_{26} - h_{27}) = \\ = (G_4 + G_5) \cdot (h_{dp5} - h_{dp6}) \cdot \eta_n + G_6 \cdot (h_6 - h_{dp6}) \cdot \eta_n \end{cases} \quad (5.40)$$

$$\begin{cases} (30,1 \cdot (572 - 483) + (0,012 \cdot G_T + G_5 + G_6) \cdot (572 - 483) + \\ + (0,84 \cdot G_{OK} - 0,012 \cdot G_T - G_5 - G_6 - 30,1 - 17,5) \cdot (572 - 432) + 17,5 \cdot (572 - 439) = \\ = [0,012 \cdot G_T \cdot (647 - 580) + G_5 \cdot (2780 - 580)] \cdot 0,98 \\ (0,84 \cdot G_T - 0,012 \cdot G_T - G_5 - G_6 - 30,1 - 17,5) \cdot (432 - 139) = \\ = (0,012 \cdot G_T + G_5) \cdot (580 - 483) \cdot 0,98 + G_6 \cdot (2688 - 483) \cdot 0,98 \end{cases}$$

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР

Лис

39

Решив систему уравнений, получим:

$$G_6 = (0,09 \cdot G_T - 5,63) \text{ кг/с}$$

$$G_5 = (0,104 \cdot G_T - 0,648) \text{ кг/с}$$

Рассчитаем конденсатор ОУ+СП, ОЭ и ПНД 7 как один смешивающий подогреватель, где

$$G_{nc} + G_{oy} = 1/3 \cdot \alpha_{yml} \cdot G_m, \quad (5.41)$$

$$G_{об} = (\alpha_{ym} + \alpha'_{np}) \cdot G_T + G_{невозв}, \quad (5.42)$$

$$G_{об} = (0,015 + 0,005 - 0,00206 - 0,000355) \cdot G_T + 120 / (2 \cdot 3,6) = 0,0176 \cdot G_T + 16,67 \text{ кг/с}.$$

$$h'_k = 121,42 \text{ кДж/кг},$$

$$h_0 = 2981 \text{ кДж/кг}.$$

Примем  $G_7 = 0$ ,  $G_{OЭ} = 0,003 \cdot G_T$

$$G_2^{nc} = G_{ок} - G_4 - G_5 - G_6 - G_{cn} - G_B^{1,2} \quad (5.43)$$

$$G_2^{nc} = 0,84 \cdot G_T - 0,012 \cdot G_T - 0,104 \cdot G_T + 0,648 - 0,09 \cdot G_T + 5,63 - 30,1 - 17,5 = (0,634 \cdot G_T - 41,32) \text{ кг/с}.$$

Отсюда находим  $G_k = (0,61 \cdot G_T - 58) \text{ кг/с}$ , тогда  $h_2^{nc} = \frac{112,1 \cdot G_T - 4547,0}{0,634 \cdot G_T - 41,32}$

Принимаем  $G_T = 387 \text{ т/ч} = 107,5 \text{ кг/с}$ .

Отсюда  $h_2^{nc} = 279,62 \text{ кДж/кг}$ , а  $t_2^{nc} = 67^\circ\text{C}$ , что больше  $60^\circ\text{C}$ , значит линия рециркуляции работает.

Определение расхода пара на турбину и проверка ее мощности [37].

Расход пара при теплофикационном режиме:

$$G_T = \frac{N_g}{(h_0 - h_k) \cdot \eta_m \cdot \eta_z} + \sum_1^n G_{omb.i} \cdot y_{omb.i}, \quad (5.44)$$

$$G_T = \frac{60000}{(3484 - 2688) \cdot 0,985^2} + 0,0694 \cdot 0,695 \cdot G_T + 0,0609 \cdot 0,541 \cdot G_T +$$

$$+ (0,05 + 0,013) \cdot 0,368 \cdot G_T + 120 / 3,6 \cdot 0,368 + 0,012 \cdot 0,226 \cdot G_T + (0,104 \cdot G_T - 0,648) \cdot 0,116$$

$$G_T = 102 \text{ кг/с} = 367,2 \text{ т/ч}.$$

где  $N_g$  – электрическая мощность на клеммах генератора;

$\eta_m \eta_z$  – электромеханический КПД турбогенератора;

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		40

$y_{омб.i}$  – коэффициент недовыработки для  $i$ -го отбора;

Тогда:

$$G_o = 1,02 \cdot G_m = 1,02 \cdot 102 = 104 \text{ кг/с}$$

$$G_{не} = 1,032 \cdot G_m = 1,0353 \cdot 102 = 105,6 \text{ кг/с}$$

$$G_k = (0,61 \cdot G_m - 58) = (0,61 \cdot 102 - 58) = 4,2 \text{ кг/с}$$

$$G_p = (0,00206 + 0,000355) \cdot G_m = (0,00206 + 0,000355) \cdot 102 = 0,246 \text{ кг/с}$$

$$G_{np} = 0,005 \cdot G_m = 0,005 \cdot 102 = 0,51 \text{ кг/с}$$

$$G_1 = 0,0694 \cdot G_m = 0,0694 \cdot 102 = 7,1 \text{ кг/с}$$

$$G_2 = 0,0609 \cdot G_m = 0,0609 \cdot 102 = 6,2 \text{ кг/с}$$

$$G_3 = (0,05 + 0,013) \cdot G_m + 120/3,6 = (0,05 + 0,013) \cdot 102 + 120/3,6 = 39,8 \text{ кг/с}$$

$$G_4 = 0,012 \cdot G_m = 0,012 \cdot 102 = 1,2 \text{ кг/с}$$

$$G_5 = (0,104 \cdot G_m - 0,648) = (0,104 \cdot 102 - 0,648) = 10,0 \text{ кг/с}$$

$$G_6 = (0,09 \cdot G_m - 5,63) + (3,149 - 0,000355 \cdot G_m) / 3,6 + 30,1 = \\ = (0,09 \cdot 102 - 5,63) + (3,149 - 0,000355 \cdot 367,2) / 3,6 + 30,1 = 36,7 \text{ кг/с}$$

$$G_7 = 0 \text{ кг/с}$$

Мощность турбины:

$$N_3 = \left[ \sum G_{омб} \cdot (h_o - h_{омб}) + G_k \cdot (h_0 - h_k) \right] \cdot \eta_m \cdot \eta_z \quad (5.45)$$

$$N_3 = \left[ \begin{array}{l} 7,1 \cdot (3484 - 3241) + 6,2 \cdot (3484 - 3119) + 39,8 \cdot (3484 - 2981) + \\ + 1,2 \cdot (3484 - 2868) + 10,0 \cdot (3484 - 2780) + 36,7 \cdot (3484 - 2688) + \\ + 4,2 \cdot (3484 - 2688) \end{array} \right] \cdot 0,985 \cdot 0,985 = 60,6 \text{ МВт}$$

Погрешность определения мощности составляет 1,0%.

## 5.2 Характеристики устанавливаемого турбогенератора ТФ-60-2УЗ

Турбогенератор ТФ-60-2УЗ двухполюсный, синхронный, трехфазного тока частотой 50 Гц, общепромышленного исполнения. Турбогенератор предназначен для выработки электроэнергии в продолжительном режиме работы S1 по ГОСТ Р52776 при непосредственном соединении с паровой турбиной и установке в закрытом помещении. Используется при сооружении новых энергетических блоков и замены турбогенераторов типа ТВ-50-2, ТВ-60-2, ТВФ-60-2 и ТВФ-63-2,

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		41



выработавших свой ресурс (Таблица 5.7). Турбогенератор может устанавливаться на существующие фундаменты заменяемых турбогенераторов.

Таблица 5.7 - Технические параметры турбогенератора ТФ 60-2У3

Параметры	Номинальный режим	Режимы максимальных длительных нагрузок	
Активная мощность, МВт	60	69,3	75
Полная мощность, МВА	75	81,53	81.52
Коэффициент мощности	0,8	0,85	0,92
Номинальное напряжение	10500		
Номинальный ток статора, А	4124	4480	4480
КПД, %	98,2	Не нормируется	
Частота вращения, об\мин	3000		
Статическая перегружаемость, не менее	1,7	Не нормируется	

Вид климатического исполнения У категория размещения 3 по ГОСТ 15150-69 [8].

Обозначение типа турбогенератора Ф-60-2У3 расшифровывается следующим образом:

Т - турбогенератор;

А - форсированное воздушное охлаждение обмотки ротора;

60 - мощность в мегаваттах;

2 - число полюсов ротора;

У - климатическое исполнение;

3 - категория размещения.

Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69 [8] и ГОСТ 15543.1-89 [9], при этом:

– Диапазон допустимой температуры окружающего воздуха от +5°С до +40°С;

– Высота над уровнем моря не более 1000 м.

Окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная водяными парами и токопроводящей пылью.

Концентрация инертной пыли не должна превышать 10, мг/м<sup>3</sup>.

### **5.2.1 Общая функциональная схема работы**

Турбогенератор выполнен с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным воздушным охлаждением обмотки статора.

Охлаждающий воздух циркулирует в турбогенераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается воздухоохладителями, встроенными в корпус турбогенератора.

Циркуляция воды в воздухоохладителях осуществляется насосами, расположенными вне турбогенератора.

Маслоснабжения опорных подшипников производится от масляной системы турбины.

Турбогенератор возбуждается выпрямленным током тиристорной преобразовательной установки, питающейся от выводов турбогенератора через трансформатор (Приложение Д).

### **5.2.2 Технические требования**

Турбогенератор должен допускать не менее 10000 отключений от сети и включений (синхронизации) за весь срок службы, но не более 330 в течение одного года.

Турбогенератор со всеми вспомогательными системами должен иметь следующие показатели надежности и долговечности: полный назначенный срок службы 40 лет при соблюдении сроков и объемов плановых ремонтов; ресурс между капитальными ремонтами 8 лет, при этом первый плановый осмотр с выемкой ротора проводится через 8000 часов после сдачи турбогенератора в эксплуатацию. Срок до первого планового осмотра может быть продлен при согласовании между службами эксплуатации и изготовителем турбогенератора.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		43

В нижних точках корпуса статора турбогенератора должны быть выполнены дренажные отверстия для удаления жидкости.

Генератор должен иметь на корпусе порядковый стационарный номер. Если генератор имеет несколько одинаковых вспомогательных агрегатов или другое оборудование, то каждый из них должен иметь тот же номер, что и генератор, с добавлением индекса: А, Б, В и т.д.

Турбогенератор в объеме комплектной поставки должен соответствовать требованиям настоящих технических условий, а во всем не оговоренном – ГОСТ Р 52776-2007 [15], ГОСТ 533-2000 [13], действующим «Правилам устройства электроустановок» и комплекту документации.

Турбогенератор ТФ-60-2У3 должен устанавливаться на существующий фундамент турбогенератора ТВФ-60-2. Фундаментные плиты, поставляемые с генератором, должны обеспечивать привязку к существующим анкерным колодцам.

Конструкция ротора турбогенератора должна обеспечивать совместимость с полумуфтой ротора турбины. Совместимость с вкладышем переднего подшипника генератора определяется по результатам расчета валопровода.

Турбогенератор должен иметь непосредственное охлаждение обмотки ротора воздухом с раздачей его из подпазового канала, косвенное охлаждение воздухом обмотки статора и непосредственное - железа статора. Циркуляция воздуха в корпусе турбогенератора должна осуществляться пропеллерными вентиляторами, установленными на валу с двух сторон бочки ротора.

В режимах по таблице 1 при номинальных напряжении и частоте и при номинальных параметрах охлаждающих сред из таблицы 2 температура обмотки статора, измеренная методом термопреобразователей сопротивления, не должна превышать 125°C обмотки ротора, измеренная методом сопротивления, 120°C температура активной стали сердечника статора, измеренная методом термопреобразователей сопротивления, не должна превышать 120°C.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		44

Нормы вибрации (среднее квадратическое значение вибрационной скорости) опор подшипников турбогенератора и общие требования к проведению измерений вибраций должны соответствовать ГОСТ 25364-97 [14]. Длительная работа турбогенератора допускается при вибрации подшипниковых опор, не превышающей 4,5 мм/с.

В камерах уплотнения вала должно обеспечиваться избыточное давление для предотвращения попадания загрязненного воздуха извне внутрь корпуса генератора. Восполнение утечек воздуха из турбогенератора должно осуществляться с помощью системы наддува, оснащенной специальными фильтрами.

Работа турбогенератора при температуре охлаждающего воздуха более +55°C и менее +22°C недопустима.

Повышение температуры воды в воздухоохладителе выше номинальной ограничивается предельно-допустимой температурой холодного воздуха (Таблица 5.8).

Таблица 5.8 - Предельная температура отдельных узлов генератора и охлаждающей среды

Наименование узлов турбогенератора	Наибольшая температура, измеренная, °С		
	по сопротивлению	термометрами сопротивления	жидкостными термометрами
Обмотка статора	-	125	-
Обмотка ротора	120	-	-
Сердечник статора	-	120	-
Горячий воздух в турбогенераторе	-	95	95
Баббит вкладышей подшипников	-	80	-
Масло на сливе подшипников	-	65	-
Масло на входе в подшипники	-	45	-

Изоляция обмоток турбогенератора класса нагревостойкости «F» с использованием по классу «B».

При увеличении температуры статорной обмотки выше 125°C по термометрам сопротивления подаётся сигнал. При получении сигнала нагрузка турбогенератора должна быть снижена до величины, при которой температура по

вышеуказанным термометрам сопротивления будет допустимой. При первой возможности турбогенератор должен быть остановлен до выяснения причин повышенного нагрева.

Если уменьшением нагрузки снизить температуру не удастся, турбогенератор должен быть немедленно разгружен, а напряжение снято.

При повышении температуры активной стали выше 120°C выяснить причину и устранить ее. Если устранить причину перегрева не удастся, турбогенератор остановить, демонтировать ротор и обследовать место нагрева.

Основные данные охлаждающих сред для номинального и перегрузочных режимов должны соответствовать определенным данным (Таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Основные данные охлаждающих сред

Параметры	Номинальный режим	Максимально длительные нагрузки	
Воздух в корпусе статора			
Давление воздуха абсолютное, МПа (кГс/см <sup>2</sup> )	0,098 (1,0)	0,098 (1,0)	0,098 (1,0)
Температура окружающего воздуха после воздухоохладителя	40	40	40
Техническая вода в воздухоохладителях			
Расход воды, м <sup>3</sup> /час	200	200	200
Давление воды избыточное, не более, МПа (кГс/см <sup>2</sup> )	0,294 (3,0)	0,294 (3,0)	0,294 (3,0)
Температура поступающей воды, °С	32	32	32
Минимально-допустимая температура поступающей воды °С	15	15	15

### 5.2.3 Система охлаждения турбогенератора ТФ 60-2У3

Корпус статора выполнен сварным неразъемным и имеет внутри поперечные кольца жесткости, служащие для крепления сердечника статора и рационального распределения потоков холодного и горячего воздуха.

Степень защиты турбогенератора IP54.

На внутреннем диаметре щитов установлены воздушные уплотнения, предотвращающие попадание внутрь турбогенератора воздуха, загрязненного пылью и парами масла.

Камера воздушного уплотнения соединяется с зоной высокого давления за вентилятором, что исключает засасывание грязного воздуха в машину.

Утечки воздуха через воздушные уплотнения восполняются поступлением очищенного воздуха через отверстие в корпусе в зону разряжения перед вентилятором. Очистка воздуха осуществляется специальным фильтром, установленными вне генератора.

В заглушках наружных щитов со стороны выводов и стороны турбины предусмотрены втулки для установки приборов – измерителей влажности.

Внутри корпуса установлены электрические нагреватели для поддержания температуры, в необходимых пределах внутри остановленного генератора при температуре окружающего воздуха ниже 15°C.

Ротор. Воздух для охлаждения обмотки подается вентиляторами в пространство под лобовыми частями обмотки ротора, из которого распределяется по подпазовым каналам и вентиляционным каналам лобовых частей (Рисунок 5.8).

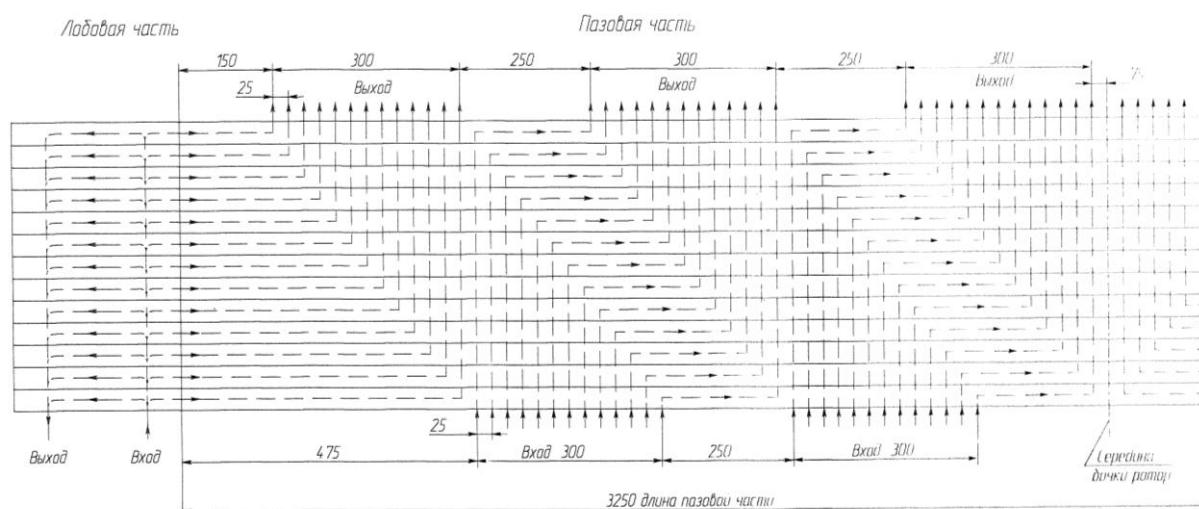


Рисунок 5.8 – Схема охлаждения ротора

Воздухоохладители. Отвод тепла, выделяющегося в турбогенераторе, производится шестью воздухоохладителями, установленными внутри корпуса статора вдоль оси машины.

Воздухоохладитель состоит из следующих составных частей: рамы, трубных досок, охлаждающих трубок с оребрением, водяных камер и крышки. Трубные доски жестко соединены двумя рамами, которые между собой соединены специальными распорками. Охлаждающие трубки концами вставлены в трубные доски и завальцованы.

С торцов воздухоохладители закрываются водяными камерами, которые со стороны подачи воды имеют отверстия с фланцами для присоединения внешнего трубопровода подачи и слива охлаждающей воды. Для выпуска воздуха из воздухоохладителя при заполнении его водой в самых высоких точках камер предусмотрены штуцера. На монтаже турбогенератора к штуцерам присоединяются отводящие трубки с краниками. Во время работы турбогенератора краники должны быть открыты, а вытекающая вода должна сливаться в дренажные воронки.

Съемные крышки водяных камер позволяют проводить чистку внутренней полости камер, охлаждающих трубок и контроль за их состоянием, не нарушая герметичности корпуса статора.

Наружный фланец камеры со стороны выводов имеет эластичное соединение с корпусом статора посредством резиновой прокладки, зажатой двумя нажимными рамками.

Наружный фланец камеры со стороны турбины жестко соединен с корпусом статора посредством одной нажимной рамки, уплотненной резиной.

Турбогенератор должен допускать работу при выходе из строя одного воздухоохладителя без превышения допустимой, температуры элементов генератора, при этом полная мощность должна быть снижена до 67% номинальной.

Требования к работе воздухоохладителей.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		48

Во время эксплуатации систематически вести контроль над температурой и расходом охлаждающей воды. Не допускать гидравлических ударов и резких колебаний температуры охлаждающей воды, попадания в охлаждающую воду химически активных веществ и взвешенных частиц выше нормы, соответствующей модификации воздухоохладителя.

Для предупреждения коррозии, загрязнения систематически производить осмотр воздухоохладителей. Через один год работы производить чистку, подкрашивание внутренних поверхностей воздухоохладителей, камер, трубных досок, чистку внутренних поверхностей охлаждающих трубок.

Периодичность чистки может быть изменена в зависимости от условий эксплуатации и чистоты охлаждающей воды (химического состава, наличия взвесей, стоков).

Чистку внутренних полостей воздухоохладителей можно производить без их выемки из корпуса статора. В этом случае вскрываются крышки водяных камер и осуществляется чистка водяного тракта.

При каждом ремонте, связанном с разборкой турбогенератора и выемкой ротора, необходимо производить выемку воздухоохладителей для их внешнего осмотра и чистки, при этом контролируется состояние уплотнительных элементов, установленных по длине воздухоохладителей, его торцам, а также оребрение охлаждающих трубок.

В случае необходимости чистки оребрений охлаждающих трубок производить ее следует горячей водой с последующей продувкой сжатым сухим воздухом.

При выемке воздухоохладителя и его чистке производить гидравлическое испытание давлением 392 кРа (4 кг/см<sup>2</sup>) в течение 30 мин.

При длительных остановках турбогенератора следует полностью удалить воду из воздухоохладителей и высушить их.

Вентиляция турбогенератора. Вентиляция осуществлена по замкнутому циклу с охлаждением воздуха воздухоохладителями, встроенными в корпус

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		49



статора. Необходимый напор воздуха создается двумя вентиляторами, установленными на валу ротора (Рисунок 5.9).

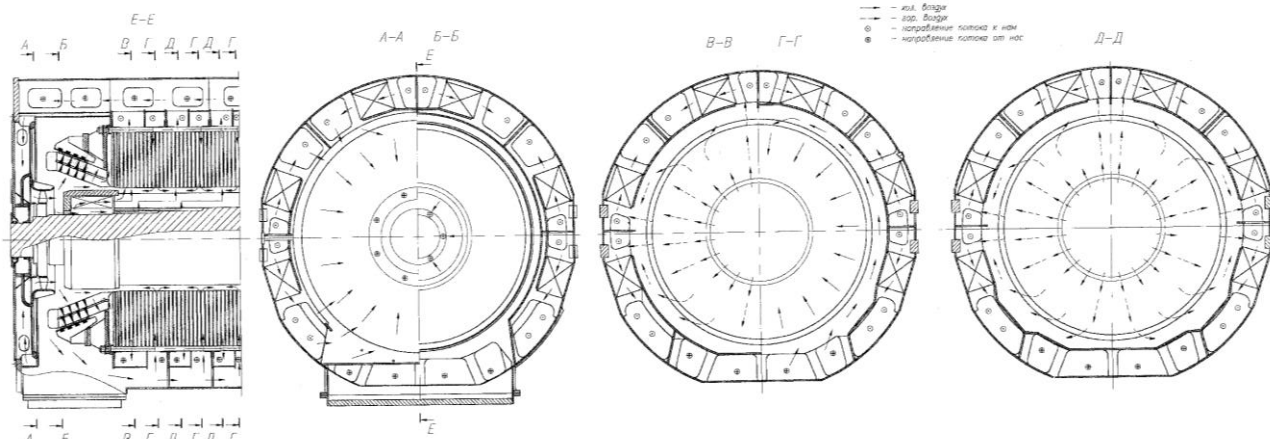


Рисунок 5.9 – Схема вентиляции турбогенератора

Схема подпитки генератора воздухом и сушки воздуха методом охлаждения. Система подпитки состоит из фильтров ФВ1 и ФВ2 (один – рабочий, второй – резервный), двух центробежных вентиляторов ЦВ2 и ЦВ3 с напором 150 мм вод.ст. каждый. Для контроля давления устанавливаются датчики давления НМ2÷НМ4 (Рисунок 5.10).

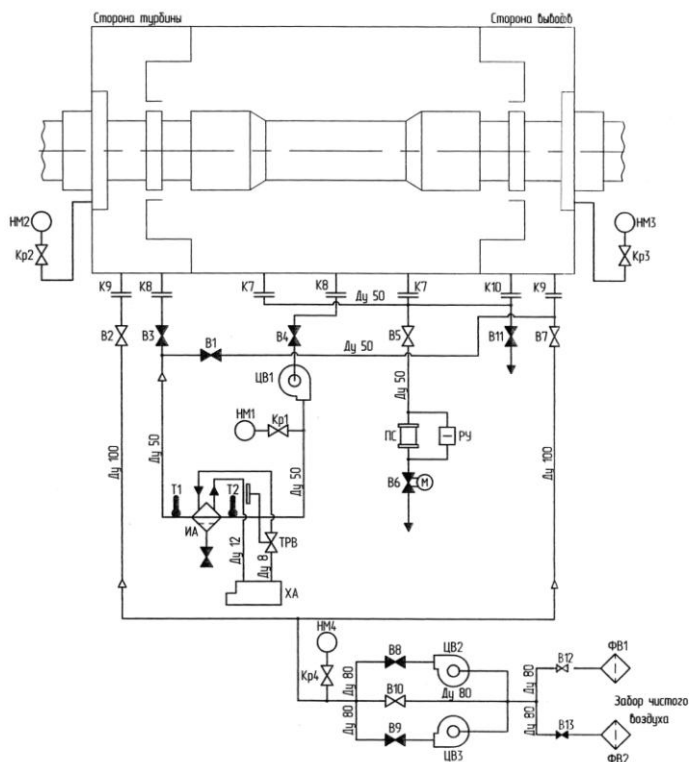


Рисунок 5.10 – Схема подпитки воздухом и влагоудаления генератора ТФ-60-2У3

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР

Лис

50

При снижении давления воздуха в уплотнениях до 0,2 кПа (20 мм вод.ст.) по приборам НМ2, НМ3 включить вентилятор ЦВ2 или ЦВ3, открыть вентиль В8 или В9, закрыть вентиль В10.

Возможно осушение воздуха на работающем генераторе с помощью холодильного агрегата. Включить холодильный агрегат ХА, отключить напормер НМ1, открыть вентили В3, В4. Вентиль В1 должен быть закрыт, соединения по вентилятору ЦВ1 уплотнены.

При остановке генератора включить вентилятор ЦВ1, выключить вентиляторы ЦВ2 и ЦВ3; открыть вентили В1, В3 и В4, закрыть вентили В2, В7, В8, В9, В10; включить холодильный агрегат ХА.

Система подпитки служит для восполнения утечек воздуха из генератора и для создания избыточного давления в камерах уплотнений вала. Компенсация естественных утечек воздуха из генератора должна осуществляться во всех режимах работы турбогенератора с вращающимся ротором.

Место забора чистого воздуха должно находиться в зоне с минимальной запыленностью и влажностью.

Для исключения попадания внутрь генератора пыли из окружающей среды в схеме воздушной подпитки турбогенератора устанавливается специальный фильтр (Рисунок 5.11).

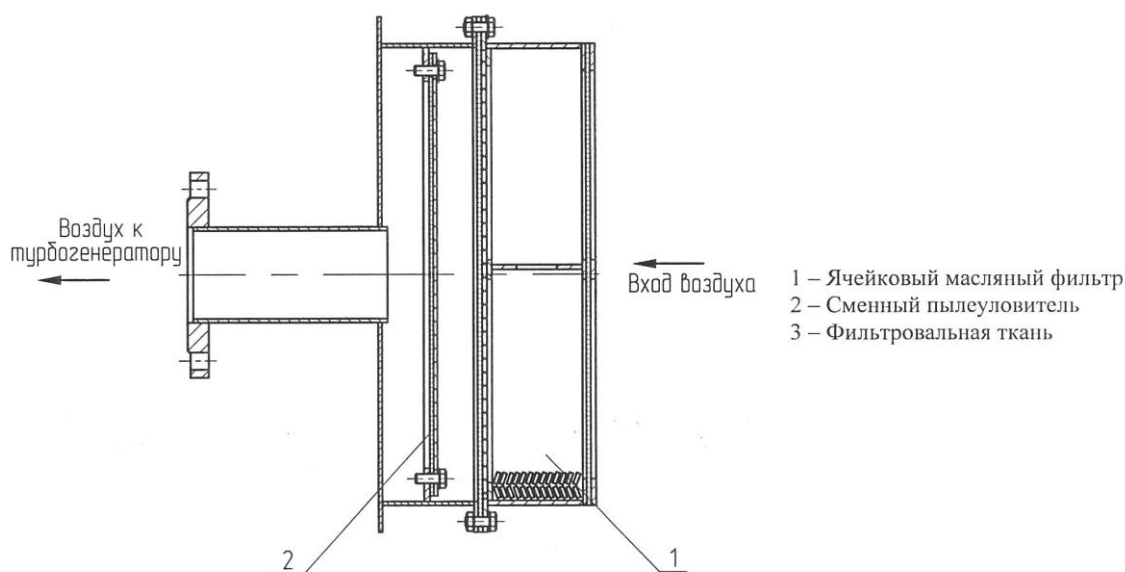


Рисунок 5.11 – Фильтр воздушный

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		51

В зависимости от параметров воздуха окружающей среды фильтры ФВ1 и ФВ2, устанавливаемые на входе в систему подпитки генератора, могут быть двух типов: фильтры тонкой очистки ЧП 150 М или фильтры, состоящие из ячейкового масляного фильтра, заполненного металлическими цилиндрами и сменного пылеуловителя с фильтровальной тканью.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		<i>52</i>

## **6 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. НОВЫЕ РЕШЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ**

За последние годы в генераторостроения наметились серьезные изменения. Для надёжной эксплуатации турбогенераторов на электростанциях изготовителей побудило обратиться к концепции газового охлаждения с более новыми инженерными решениями [20]. Полное воздушное охлаждение предполагает на современном этапе, как правило, косвенный способ отвода тепла от обмотки статора и непосредственный – от обмотки ротора. Во множестве таких конструкций, реализуемых в мировой практике при использовании современных электротехнических материалов, достигаются достаточно высокие технико-экономические показатели.

При проектировании турбогенераторов с воздушным охлаждением приходится учитывать неблагоприятное сочетание низкой теплоотводящей способности и высокой плотности воздуха, т.е. слабой интенсивности охлаждения и значительных вентиляционных потерь.

В отличие от воздуха, водород как хладагент для турбогенераторов более эффективен, что позволяет достичь более высокую единичную мощность но требуют более сложную конструкцию и требуют затраты на выработку водорода. Однако, воздух настолько привычен и удобен в качестве охлаждающей среды в турбогенераторе, что при выборе его идут на увеличение материалоемкости и габаритов машины.

Целью научной части является совершенствование конструкций современных турбогенераторов с воздушным охлаждением в направлении повышения их единичной мощности и надежное обоснование новых проектных решений, касающихся теплового состояния активной зоны, эксплуатационных и конструктивно-технологических свойств таких турбогенераторов.

Для достижения этой цели требуется решение следующих конкретных задач:

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		53

- разработка и обоснование единой для воздуха принципиальной схемы косвенного газового охлаждения обмотки статора турбогенераторов с использованием аксиальных щелевых каналов в зубцах статора;
- создание высокоэффективной системы вентиляции турбогенераторов с воздушным охлаждением, при раздельном газоснабжении охлаждающих контуров статора и ротора;
- опытное изучение интенсивности отвода тепла с помощью аксиальных щелевых каналов в зубцах статора при водородном охлаждении;
- разработка концепции повышения предельной мощности турбогенератора при воздушном охлаждении за счет внутреннего охлаждения обмотки статора сжатым воздухом.

### **6.1 Технические решения по конструкции турбогенераторов с воздушным охлаждением**

При проектировании турбогенераторов с воздушным охлаждением главной задачей является отвода потерь тепла, применяя схемы обмотки статора с увеличенным числом параллельных ветвей. Для этого следует выбрать эффективную систему воздушного охлаждения, а также материалы с повышенной теплопроводностью. Произведем расчет схемы обмотки статора с увеличенным числом параллельных ветвей (Таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Исходные данные ТФ-60-2У3

Номинальная мощность	$P_H, \text{кВт}$	60000
Номинальное напряжение	$U_H, \text{кВ}$	10,5
Номинальная частота напряжения	$f_H, \text{Гц}$	50
Номинальный коэффициент мощности	$\cos \varphi_H$	0,8
Число фаз обмотки статора	$m$	3
Схема соединения обмотки статора	Звезда	
Частота вращения ротора	$n, \frac{\text{об}}{\text{мин}}$	3000
Отношение короткого замыкания	ОКЗ	0,6
Система охлаждения	ТВ	
Обмотки статора	Косвенное водородом	
Обмотки ротора	Косвенное водородом	

Полная номинальная мощность:

$$S_H = \frac{P_H}{\cos \varphi_H} = \frac{60000}{0.8} = 75000 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Номинальное фазное напряжение при соединении обмотки статора звездой:

$$U_{\phi H} = \frac{U_H}{\sqrt{3}} = \frac{10.5}{1.73} = 6,062 \text{ кВ}.$$

Номинальный фазный ток в обмотке статора:

$$I_{\phi H} = \frac{S_H}{m \cdot U_{\phi H}} = \frac{78750}{3 \cdot 6.062} = 4330 \text{ А}.$$

Предварительный диаметр расточки статора:

$$D'_1 = 1.08 \text{ м}.$$

Выбираем предварительную линейную нагрузку  $A'$  и магнитную индукцию  $B'_\delta$  для заданного типа охлаждения и номинальной полной мощности  $S_H$ :

$$A' = 7.75 \cdot 10^4 \frac{\text{А}}{\text{м}} \text{ и } B'_\delta = 0.8 \text{ Тл}.$$

Предварительная величина воздушного зазора из условия необходимого ОКЗ:

$$\delta' = 0,7 \cdot \text{ОКЗ} \cdot \frac{A' \cdot (D'_1)^{1,5}}{B'_\delta} \cdot 10^{-6} = 0,7 \cdot 0,6 \cdot \frac{7.75 \cdot 10^4 \cdot 1.08^{1,5}}{0,8} \cdot 10^{-6} = 0,046 \text{ м}.$$

Постоянная Арнольда:

$$C_A = 15,3 \frac{\text{м}^3}{\text{Дж}} \cdot \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Предварительное значение длины сердечника статора:

$$l'_1 = \frac{C_A \cdot S_H}{(D'_1)^2 \cdot n} \cdot 10^{-2} = \frac{15,3 \cdot 78750}{(1,08)^2 \cdot 3000} \cdot 10^{-2} = 3,443 \text{ м}.$$

Принимаем в соответствии с рекомендациями ширину одного пакета статора и величину вентиляционного канала соответственно:

$$b_{p1} = 50 \cdot 10^{-3} \text{ м} \text{ и } b_{к1} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Тогда число вентиляционных каналов:

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		55

$$n_k = \frac{l'_1}{(b_{p1} + b_{k1})} - 1 = \frac{3.443}{(50+10) \cdot 10^{-3}} - 1 = 56.388$$

Принимаем  $n_k = 56$

Уточнённая длина сердечника статора:

$$l_1 = (b_{p1} + b_{k1}) \cdot (n_k + 1) = (50+10) \cdot 10^{-3} \cdot (56+1) = 3.42 \text{ м.}$$

Длина сердечника статора без вентиляционных каналов:

$$l_a = l_1 - n_k \cdot b_{k1} = 3.42 - 56 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 2.86 \text{ м.}$$

Эффективная длина сердечника статора:

$$l_c = K_c \cdot l_a = 0.93 \cdot 2.86 = 2.66 \text{ м,}$$

где  $K_c = 0,93$  – коэффициент заполнения пакета железа при толщине листа 0,5 мм.

Предварительно из условия виброустойчивости определяем наружный диаметр сердечника статора:

$$D'_a = 2,1 \cdot D'_1 = 2,1 \cdot 1.08 = 2.268 \text{ м.}$$

Определяем предварительно диаметр бочки ротора:

$$D'_2 = D'_1 - 2 \cdot \delta' = 1.08 - 2 \cdot 0.046 = 0.989 \text{ м.}$$

Выбираем диаметр бочки ротора из нормализованного ряда диаметров роторов, ближайший к полученному:

Принимаем  $D_2 = 1 \text{ м.}$

Уточняем внутренний диаметр сердечника статора:

$$D_1 = D_2 + 2 \cdot \delta' = 1 + 2 \cdot 0.046 = 1.091 \text{ м.}$$

Определяем длину бочки ротора:

$$l_2 = l_1 + (50 \div 150) \cdot 10^{-3} = 3.42 + 100 \cdot 10^{-3} = 3.52 \text{ м.}$$

Рекомендуется длину бочки ротора для уменьшения магнитного насыщения принимать больше длины сердечника статора на  $(50 \div 150) \cdot 10^{-3} \text{ м.}$

Определяем диаметр центрального отверстия ротора:

$$D_0 = 0,1 \cdot D_2 = 0,1 \cdot 1 = 0,1 \text{ м.}$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		56

Проверяем отношения:

$$\lambda_1 = \frac{l_1}{D_1} = \frac{3.42}{1.091} = 3.134; \quad \lambda_2 = \frac{l_2}{D_2} = \frac{3.52}{1} = 3.52.$$

Отношение  $\lambda_1 = 3.134$  находится в рекомендуемых пределах  $\lambda_1 = 2 \div 6$ . Если  $\lambda_1$  выходит за указанные пределы, то рекомендуется перейти на другие диаметры ротора и статора или изменить значение электромагнитных нагрузок.

При полученном отношении  $\lambda_2 = 3.52$  частоты вращения ротора:

$$n_{\kappa 1} = 1415 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad \text{и} \quad n_{\kappa 2} = 4582 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

что отличается более чем на 10% от рабочей частоты вращения ротора  $n = 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$ . В исключительных случаях, если не удаётся изменить критическую частоту вращения ротора за счёт изменения размеров шеек вала и их конфигурации, то необходимо пересмотреть основные размеры машины.

Расчет обмоточных данных статора. В соответствии с рекомендациями хорошо зарекомендовавших себя на практике турбогенераторов в современных машинах применяются на статоре двухслойные петлевые обмотки с укороченным шагом.

Обычно укорочение шага при двухслойной петлевой обмотке выбирают в пределах:

$$\beta = \frac{y}{\tau} = 0,833 \div 0,78.$$

Выбор числа пазов статора  $Z_1$ , числа параллельных ветвей  $a$ .

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением заданной мощности число параллельных ветвей  $a$  может быть равным  $a = 2$ .

Вариант при  $a = 2$ :

Ток в пазу статора:

$$I_n = \frac{I_{\phi n} \cdot S_{n1}}{a} = \frac{4330 \cdot 2}{2} = 4330 \text{ A},$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		57



где  $S_{n1} = 2$  – число стержней по высоте паза в двухслойной обмотке.

Предварительно зубцовый шаг по расточке статора:

$$t'_1 = \frac{I_n}{A'} = \frac{4330}{7.75 \cdot 10^4} = 56 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Отношение:

$$\frac{\delta}{t'_1} = \frac{0.046}{0.056} = 0,817.$$

Число пазов статора:

$$Z_1 = \frac{\pi \cdot D_1}{t'_1} = \frac{3.14 \cdot 1.091}{66 \cdot 10^{-3}} = 61.363$$

Так как число пазов на статоре должно быть чётным и кратным 6, то принимаем  $Z_1 = 66$ .

В соответствии с рекомендациями для турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением статора величины должны находиться в следующих

пределах:  $I_n = (2500 \div 6500) \text{ А}$ ;  $t_1 = (40 \div 70) \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\frac{\delta}{t_1} > 0,5$ ;

$Z_1$  – чётным и кратным 6.

Уточняем зубцовый шаг при  $a = 2$ :

$$t_1 = \frac{\pi \cdot D_1}{Z_1} = \frac{3.14 \cdot 0.1091}{66} = 52 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Уточняем линейную нагрузку при  $a = 2$ :

$$A = \frac{I_{\phi n} \cdot S_{n1}}{a \cdot t_1} = \frac{4330 \cdot 2}{2 \cdot 52 \cdot 10^{-3}} = 8.336 \cdot 10^4 \frac{\text{А}}{\text{м}}$$

$$A' = 7.75 \cdot 10^4 \frac{\text{А}}{\text{м}}$$

Значение линейной нагрузки не отличается от предварительного более чем на 10%.

Число последовательно соединённых витков в фазе при  $a = 2$ :

$$W_1 = \frac{Z_1 \cdot S_{n1}}{2 \cdot m \cdot a} = \frac{66 \cdot 2}{2 \cdot 3 \cdot 2} = 11.$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		58

Число пазов на полюс и фазу:

$$q = \frac{Z_1}{2 \cdot p \cdot m} = \frac{66}{2 \cdot 1 \cdot 3} = 11.$$

Предварительный шаг обмотки по пазам статора при укорочении:  $\beta = 0.833$ ;

$$y'_n = \frac{Z_1}{2 \cdot p} \cdot \beta = \frac{66}{2 \cdot 1} \cdot 0.833 = 27.489.$$

Округляем шаг обмотки по пазам статора до целого:  $y_n = 27$ .

Уточняем  $\beta$ :

$$\beta = \frac{y_n \cdot 2 \cdot p}{Z_1} = \frac{27 \cdot 2 \cdot 1}{66} = 0.818.$$

Определяем угол сдвига по фазам в электрических градусах:

$$\alpha_{\text{эл.град.}} = \frac{p \cdot 360}{Z_1} = \frac{1 \cdot 360}{66} = 5.455^\circ.$$

По рассчитанным данным  $Z_1$ ,  $a$ ,  $q$ ,  $y_n$ ,  $\alpha$  построены схемы трёхфазной двухслойной петлевой обмотки и звезда пазовых ЭДС.

Коэффициент распределения обмотки статора:

$$K_p = \frac{0.5}{q \cdot \sin \frac{30^\circ}{q}} = \frac{0.5}{11 \cdot \sin \frac{30^\circ}{11}} = 0.955.$$

Коэффициент укорочения:

$$K_y = \sin \left( \beta \cdot \frac{\pi}{2} \right) = \sin(0.818 \cdot 90^\circ) = 0.959.$$

Обмоточный коэффициент статора:

$$K_{01} = K_p \cdot K_y = 0.955 \cdot 0.959 = 0.917.$$

Магнитный поток в воздушном зазоре при холостом ходе и номинальном напряжении:

$$\Phi_\delta = \frac{U_{\text{фн}}}{4,44 \cdot f_n \cdot K_{01} \cdot W_1} = \frac{6,062 \cdot 10^3}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,917 \cdot 11} = 2.708 \text{ Вб.}$$

Полюсное деление статора:

$$\tau_1 = \frac{\pi \cdot D_1}{2 \cdot p} = \frac{3.14 \cdot 1.091}{2 \cdot 1} = 1.714 \text{ м.}$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		59

Уточняем индукцию в воздушном зазоре:

$$B_{\delta} = \frac{\pi \cdot \Phi_{\delta}}{2 \cdot \tau_1 \cdot l_1} = \frac{3.14 \cdot 2.708}{2 \cdot 1.714 \cdot 3.42} = 0,726 \text{ Тл.}$$

$$B'_{\delta} = 0.8 \text{ Тл.}$$

Полученное значение индукции в воздушном зазоре отличается от предварительно выбранного менее чем на 10%.

Предварительная ширина паза с учётом рекомендуемой индукции в зубцах  $B_{z1} = (1,55 \div 1,95) \text{ Тл}$ .

$$b'_{n1} = \left(1 - \frac{B_{\delta} \cdot l_1}{B_{z1} \cdot l_c}\right) \cdot t_1 = \left(1 - \frac{0.726 \cdot 3.42}{1.75 \cdot 2.66}\right) \cdot 52 \cdot 10^{-3} = 24 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

В соответствии с рекомендациями и указанием преподавателя по данному курсовому проекту. Так как мощность проектируемого генератора отличается от рекомендуемой ( $S_n \leq 60000 \text{ кВт}$ ) незначительно. Применяется терморреактивная корпусная изоляция типа «слюдотерм», ВЭС-2, «монолит».

Двухсторонняя толщина пазовой изоляции при напряжении 10,5 кВ:

$$\Delta_{инш} = 10.5 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Предварительная ширина элементарного проводника при числе проводников по ширине паза  $n_1 = 2$ :

$$b'_{m1} = \frac{b'_{n1} - \Delta_{инш}}{n_1} - \Delta i_a = \frac{(24 - 10.5) \cdot 10^{-3}}{2} - 0.3 \cdot 10^{-3} = 6.725 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

где  $\Delta i_a = 0,3 \cdot 10^{-3}$  – собственная двухсторонняя толщина изоляции для проводов марки ПСД по стороне а.

С учётом сортамента сплошной обмоточной меди принимаем провод марки ПСД следующих размеров:  $b_{m1} = 6.7 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$

Уточненная ширина паза:

$$b_{n1} = n_1 \cdot (b_{m1} + \Delta i_a) + \Delta_{инш} = 2 \cdot (6.7 + 0.3) \cdot 10^{-3} + 10.5 \cdot 10^{-3} = 24 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Проверяем отношение:

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		60

$$\frac{b_{n1}}{t_1} = \frac{24 \cdot 10^{-3}}{52 \cdot 10^{-3}} = 0,466.$$

расхождение менее 10% от рекомендаций:  $\frac{b_{n1}}{t_1} = 0,3 \div 0,45.$

Принимаем предварительно плотность тока в проводниках обмотки статора.

$$j'_1 = 3.25 \cdot 10^6 \frac{A}{M^2}.$$

Требуемое предварительно сечение стержня:

$$q'_{c1} = \frac{I_{\phi n}}{a \cdot j'_1} = \frac{4330}{1 \cdot 3.25 \cdot 10^6} = 666.2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Предварительная высота элементарного проводника:

$$a'_{.m1} = 88 \cdot \frac{b_{n1}}{q'_{c1}} \cdot 10^{-6} = 88 \cdot \frac{24 \cdot 10^{-3}}{666.2 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 3.197 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Уточненные размеры элементарного проводника с учетом размеров обмоточной меди и рекомендации по сечению элементарного проводника с учетом потерь на вихревые токи. Рекомендуется

$$q_{.m1} = (10 - 20) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2; \quad \frac{b_{.m1}}{a_{.m1}} \leq 6 \quad \text{и} \quad 1,25 < a_{.m1} < 3,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Выбираем провода прямоугольного сечения марки ПСД со следующими размерами:

$$b_{.m1} = 6.7 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \quad a_{.m1} = 3.15 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \quad q_{.m1} = 20.56 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Число элементарных проводников в стержне.

Так как стержень по ширине состоит из двух столбцов, то число элементарных проводников должно быть четным и целым:

$$n_c = \frac{q'_{c1}}{q_{.m1}} = \frac{666.2 \cdot 10^{-6}}{20.56 \cdot 10^{-6}} = 32.401.$$

Принимаем  $n_c = 32$ , то есть по 16 элементарных проводника в одном столбце.

Сечение меди стержня:

$$q_{c1} = n_c \cdot q_{.m1} = 32 \cdot 20.56 \cdot 10^{-6} = 657.9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Проверяем плотность тока в обмотке статора:

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

$$j_1 = \frac{I_{\phi n}}{a \cdot q_{c1}} = \frac{4333}{2 \cdot 657.9 \cdot 10^{-6}} = 3.291 \cdot 10^6 \frac{A}{M^2}.$$

$$j'_1 = 3.25 \cdot 10^6 \frac{A}{M^2}.$$

Полученное значение плотности тока отличается от выбранного менее чем на 2%.

Суммарная толщина изоляции по высоте паза для напряжения 10,5 кВ составляет:

$$\Delta_{ИВ} = 28.5 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Высоту клина выбираем в соответствии с рекомендациями  $h_{\kappa 1} = (0,6 - 1,1) \cdot b_{n1}$  равной:

$$h_{\kappa} = 0.85 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 21 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Высота паза на транспонирование проводников

$$h_{mp} = a_{m1} + \Delta i_{\epsilon} = (3.15 + 0.45) \cdot 10^{-3} = 3.51 \cdot 10^{-3} \text{ м,}$$

где  $\Delta i_{\epsilon} = 0.45 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  по стороне в

Высота паза статора:

$$\begin{aligned} h_{n1} &= (a_{m1} + \Delta i_{\epsilon}) \cdot \frac{n_c \cdot S_{n1}}{n_1} + 2 \cdot h_{mp} + \Delta_{ИВ} + h_{\kappa 1} = \\ &= (3.15 + 0.45) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{32 \cdot 2}{2} + 2 \cdot 3.51 \cdot 10^{-3} + 28.5 \cdot 10^{-3} + 20.6 \cdot 10^{-3} = 169 \cdot 10^{-3} \text{ м.} \end{aligned}$$

Проверяем отношения  $\frac{h_{n1}}{D_1}$  и  $\frac{h_{n1}}{b_{n1}}$  и сравниваем с рекомендуемыми

$$\frac{h_{n1}}{D_1} = \frac{169 \cdot 10^{-3}}{1.091} = 0.155,$$

что соответствует отклонению от рекомендаций менее чем на 10%:

$$\frac{h_{n1}}{D_1} = 0,16 - 0,21.$$

$$\frac{h_{n1}}{b_{n1}} = \frac{169 \cdot 10^{-3}}{24 \cdot 10^{-3}} = 6.984,$$

что соответствует рекомендациям:  $\frac{h_{n1}}{b_{n1}} = (5 \div 9).$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		62

Конструкции турбогенераторов с воздушным охлаждением, освоенные в настоящее время мировым электромашиностроением, основываются на косвенном охлаждении обмотки статора и непосредственном охлаждении обмотки ротора. С ростом мощности и соответственно отводимых потерь системы охлаждения становятся более сложными, многоструйными.

Все производители турбогенераторов стремятся использовать простые нагнетательные или вытяжные системы воздушного охлаждения. С ростом мощности и соответственно отводимых потерь системы охлаждения становятся более сложными, многоструйными. При достижении уровня мощности порядка 300-400 МВт большинство фирм переходят на водородное охлаждение, обладающее меньшей плотностью (меньшими потерями на вентиляцию) и большей теплопроводностью хладагента.

Наиболее распространенной в мировой практике системой охлаждения турбогенераторов с воздушным охлаждением является многоструйная нагнетательная или вытяжная схема с использованием осевых вентиляторов, расположенных с обеих сторон ротора (Рисунок 6.1).

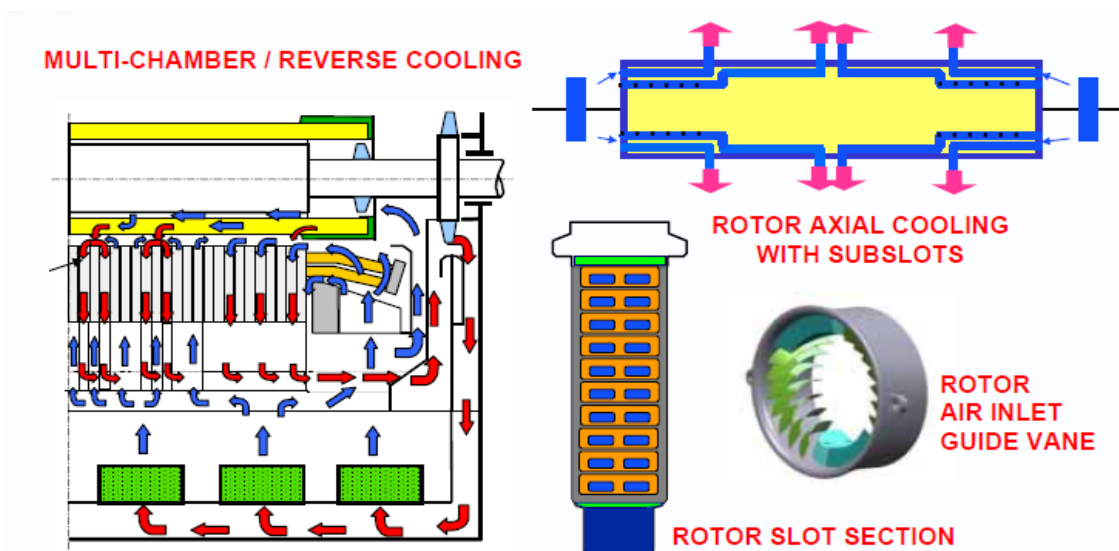


Рисунок 6.1 – Многоструйная схема вентиляции генератора с воздушным охлаждением

Многоструйная схема вентиляции представляет собой чередование нагнетательных (холодных) и вытяжных (горячих) радиальных отсеков по длине сердечника статора и комбинацию радиальных пазов в витках обмотки ротора с

аксиальными пазами в ней же или в теле вала ротора под обмоточными пазами. Холодные отсеки статора снабжаются воздухом из воздухоохладителей при вытяжной схеме, и чуть подогретым - в осевых вентиляторах при нагнетательной схеме. Горячие отсеки снабжаются подогретым воздухом из воздушного зазора (как правило, это горячий воздух на выходе из ротора и «холодных» отсеков статора). При этом обмотка и зубцы сердечника статора в отсеках, питаемых воздухом из воздушного зазора, существенно горячее, чем в соседних холодных отсеках.

Для равномерного распределения потока воздуха и получения равномерного теплового состояния ротора требуется установить при входе в подбандажное пространство ротора лопаточный направляющий аппарат. При этом повышается эффективность охлаждения обмотки ротора, но повышаются затраты мощности на вентиляцию, т. к. повышается давление и увеличивается расход воздуха через каналы ротора. Для снижения таких потерь потребуется установка неподвижного направляющего аппарата в зоне подачи охлаждающего воздуха в ротор.

В конструкции турбогенераторов с воздушным охлаждением фирмы ALSTOM применяется вытяжная схема вентиляции, которая дает возможность избежать дополнительного подогрева охлаждающего воздуха, поступающего в активную зону генератора. Для повышения эффективности охлаждения обмотки и активной стали статора в отсеках сердечника статора, питаемых холодным воздухом из газоохладителей, предусмотрены U-образные каналы. В таких U-образных каналах воздух подается со стороны наружного диаметра сердечника, попадает в радиальные каналы между пакетами активной стали, проходит в направлении воздушного зазора, переходит по осевым каналам в пазовом клине и выбрасывается уже по другим радиальным каналам, смешиваясь с подогретым роторным воздухом, в зону разрежения на периферии статора. В зоне U-образных каналов температура зубцов и обмотки ниже. Чередование радиальных и U-образных каналов позволяет снизить температуру активных частей статора, но неравномерность нагрева по длине статора сохраняется.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		64

Для фирм SIEMENS, TOSHIBA и ANSALDO, которые в сердечнике применяют только радиальные каналы, а также для фирмы ALSTOM, у которой остается часть радиальных каналов в статоре, приходится согласовывать осевое расположение вытяжных отсеков сердечника статора с зонами выпуска горячего воздуха из аксиальных (ANSALDO, ALSTOM), или аксиально-радиальных (SIEMENS, TOSHIBA) каналов ротора. В противном случае, произойдет подпор воздуха в нагнетательных каналах статора и локальные по длине статора увеличения нагрева активных частей. Но, даже при наличии такого согласования эффективность охлаждения обмотки и сердечника статора снижена из-за подачи подогретого воздуха из ротора и напорных каналов статора в вытяжные каналы статора. Статор, получивший несколько десятков градусов от подогретого воздуха из воздушного зазора турбогенератора, способен нести меньшую нагрузку при заданных уровнях допустимых температур.

В конструкции практически всех фирм, осевые вентиляторы, размещенные с обеих сторон бочки ротора, пропускают через себя весь объем воздуха, циркулирующий в активной зоне статора и ротора. Это объясняется тем, что воздух, охладивший ротор, смешивается в воздушном зазоре с воздухом из напорных отсеков статора и используется для охлаждения вытяжных отсеков статора. После чего горячий воздух поступает или на охладители (напорная схема) и потом на вентилятор, или на вентилятор (вытяжная схема) с последующим входом в охладители.

При таком конструктивном подходе не в полной мере используется самонапорные возможности аксиальных (в витках обмотки или на валу под обмоточным пазом) и радиальных (в витках обмотки) каналов ротора. Используя принцип самовентиляции каналов ротора можно существенно снизить потери в вентиляторах за счет того, что вентиляторы будут обеспечивать охлаждающим воздухом только статорную цепь (автономизированная система охлаждения статора). Для этого необходимо разделить потоки воздуха, охлаждающие статор и ротор. Кроме снижения потерь в вентиляторах это позволит более эффективно и

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		65



равномерно по длине охладить активную часть статора. Такая автономизированная система охлаждения статора используется в серии турбогенераторов ТЗФ с воздушным охлаждением, разработанной на заводе «Электросила».

Для охлаждения обмотки и сердечника статора в конструкции турбогенераторов ТЗФ по всей длине сердечника, за исключением крайних пакетов, организованы U-образные вентиляционные каналы между пакетами сердечника (Рисунок 6.2). Между крайними пакетами торцевой зоны сердечника выполнены радиальные вентиляционные каналы. Для охлаждения обмотки ротора используются самонапорные возможности радиальных каналов обмотки, питаемых воздухом через аксиальные подпазовые каналы.

В вытяжной схеме вентиляции охлаждающий воздух из зоны расположения лобовых частей обмотки статора при помощи центробежных вентиляторов направляется на статорные отсеки горизонтальных воздухоохладителей, а под действием самонапорного ротора на роторные отсеки воздухоохладителей.

После воздухоохладителей под действием вентиляторов два потока охлаждающего воздуха направляются в U-образные вентиляционные каналы сердечника и в радиальные вентиляционные каналы на торцевых частях сердечника.

В конструкции с U-образными каналами (Рисунок 6.2) холодный воздух из камер нагнетания, расположенных на периферии статора, попадает в радиальные каналы между пакетами активной стали и проходит последовательно сначала в направлении расточки, а затем возвращается в противоположном направлении к камерам разрежения, расположенным также на периферии статора. Затем по камерам разрежения воздух поступает в зону лобовых частей обмотки статора.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		66

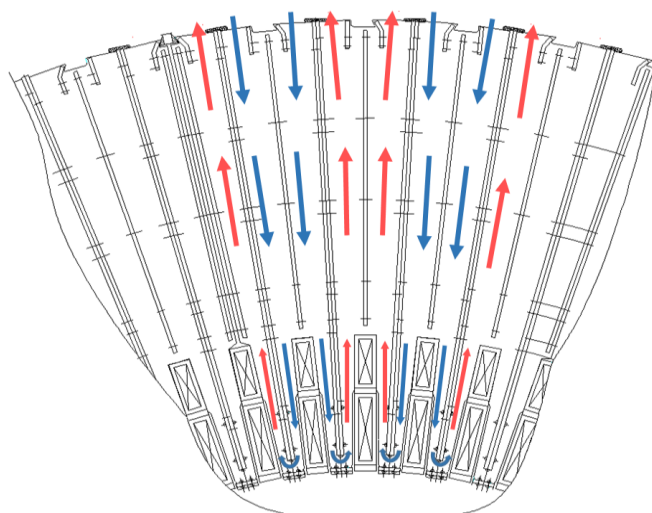


Рисунок 6.2 – Система охлаждения сердечника статора с U-образными каналами турбогенератора ТЗФ

По радиальным каналам в торцевых зонах сердечника охлаждающий воздух проходит в направлении расточки и также поступает в зону лобовых частей обмотки статора и нажимной плиты.

После роторного отсека воздухоохладителей холодный воздух поступает в аксиальные и радиальные каналы обмотки ротора, из которых попадает в воздушный зазор между статором и ротором. Двигаясь по воздушному зазору воздух попадает в зону лобовых частей обмотки статора.

В турбогенераторах ТЗФ достигнуто практически равномерное распределение температуры по длине и окружности сердечника статора за счет того, что потери, выделяющиеся в пазовой части отводятся системой U-образных каналов, не сообщающихся с воздушным зазором между статором и ротором. Применение автономизированной системы охлаждения в турбогенераторах ТЗФ позволило реализовать на практике проекты до мощности 200 МВт [34].

Для освоения мощностей уровня 350 Мвт система ТЗФ подвергнута глубокой модернизации. В новой конструкции сохранена идея U-образного канала и принципа чередования напорных и вытяжных зон на периферии сердечника статора [26]. U-образный канал, расположенный в радиально-тангенциальной плоскости, заменен на U-образный радиально-аксиальный канал. Такой канал образован за счет перепуска воздуха между соседними по длине сердечника

радиальными каналами через аксиальные щелевые каналы, выполненные в зубцах сердечника. При этом каждый четный радиальный канал, получая холодный воздух из камеры нагнетания, сообщается с парой соседних нечетных каналов через аксиальные каналы в зубцах (Рисунок 6.3). Достоинством новой системы охлаждения статора является увеличение коэффициентов теплоотдачи в 1,5 раза по сравнению с существующими U-образными каналами (Рисунок 6.4). Впервые модернизированная схема охлаждения была применена в турбогенераторе мощностью 225 МВт.

В турбогенераторах с водородным охлаждением ведущие производители турбогенераторов применяют многоструйные вытяжные или нагнетательные схемы охлаждения, адаптированные к свойствам водорода как хладагента и с учетом удобства технического обслуживания газоплотного корпуса [26].

В сердечнике статора имеются многочисленные напорные и вытяжные участки с радиальными каналами. Напорные участки охлаждаются холодным газом, а вытяжные участки – газом, подогретым в роторе и в радиальных каналах напорных участков сердечника. Оптимизация количества, размеров и взаимного расположения по длине статора вытяжных и напорных участков решаются при помощи трехмерных аэродинамических и тепловых расчетов с целью выравнивания и минимизации температуры обмотки и зубцов сердечника статора. Кроме этого, вытяжные участки должны согласовываться по длине сердечника с выпускными каналами из ротора.

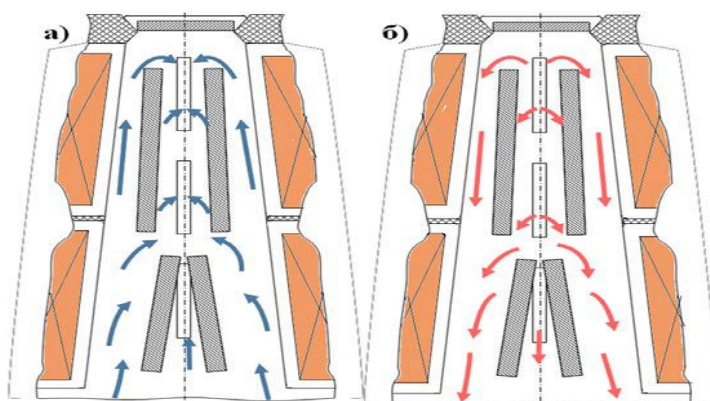


Рисунок 6.3 – Схема вентиляции модернизированного U-образного канала турбогенератора ТЗФ: а) четный радиальный нагнетательный канал; б) нечетный радиальный вытяжной канал

Для водородного охлаждения обмотки ротора, кроме применяемой в турбогенераторах с воздушным охлаждением системы непосредственного охлаждения с однотипными радиальными каналами, распределенными по длине ротора и питаемыми из подпазовых каналов (и в многочисленных модификациях, сочетающих радиальные каналы с аксиальными), многими фирмами применяется схема питания радиально-наклонных пазов газом из воздушного зазора с выходом горячего газа обратно в зазор на соседние в аксиальном направлении участки.

Охлаждение обмотки ротора при заборе охлаждающего газа из воздушного зазора турбогенератора возможно на водородном охлаждении благодаря более низкой плотности водорода по сравнению с воздухом. Несмотря на более высокие механические потери по сравнению с системой охлаждения с радиальными каналами, питаемыми из подпазового канала, эта система охлаждения обмотки ротора более эффективна на мощных турбогенераторах с большими длинами активного ядра ротора.

## **6.2 Экспериментальное исследование характеристик радиально-аксиальной системы воздушного охлаждения статора**

На стадии освоения данной вентиляционной системы в турбогенераторах с воздушным охлаждением было осуществлено экспериментальное исследование аэродинамического сопротивления и теплоотдачи в рассматриваемых каналах [20]. Измерения производились на лабораторных образцах вентиляционных каналов, точно воспроизводящих по конфигурации, материалам и геометрическим размерам натурные каналы соответствующего исполнения. Во всех случаях опыты проводились в широком диапазоне скоростей и расходов охлаждающего воздуха, а в тепловых экспериментах на граничных поверхностях канала имитировались тепловые нагрузки, имеющие место в действующем турбогенераторе.

Сопоставление коэффициентов теплоотдачи в набегающем и сбегающем каналах радиально-аксиальной системы с соответствующими коэффициентами в U-образных каналах показано на рисунке 6.4.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		69

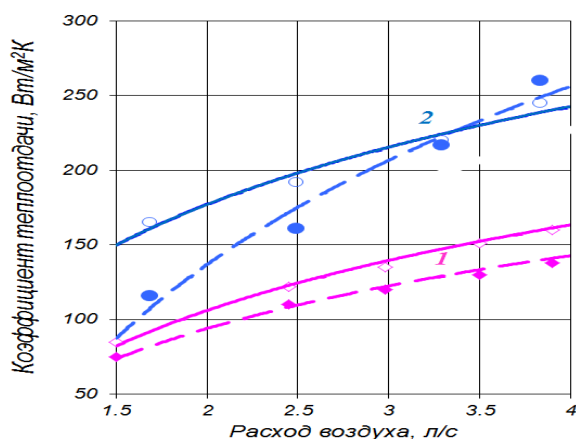


Рисунок 6.4 – Зависимость среднего коэффициента теплоотдачи в набегающем (сплошные линии) и сбегающем (пунктир) каналах от расхода воздуха при исполнениях с U-образными каналами (1) и с радиально-аксиальной системой вентиляции (2)

Как видно из рисунка, при сопоставимых расходах воздуха интенсивность теплоотдачи на радиальных участках вентиляционного тракта в новой системе охлаждения примерно в 1,5 раза выше, чем в исходной. Полученный эффект можно объяснить искусственной турбулизацией потока на радиальных участках тракта: на набегающих участках радиальных каналов возмущающим фактором служит ответвление воздушного потока в аксиальные каналы, на сбегающих – приток из них [34].

Эксперимент свидетельствует о достаточно высокой интенсивности теплоотдачи в аксиальных каналах (средний коэффициент теплоотдачи порядка 120...160 Вт/м²К), достигаемой при умеренных скоростях воздуха (от 8 до 15 м/с), соответствующих расходу воздуха в новой конструкции. Это объясняется возмущением потока воздуха на входном участке канала и подтверждается опытным распределением локальных коэффициентов теплоотдачи в зависимости от удаленности точки от входа (Рисунок 6.5).

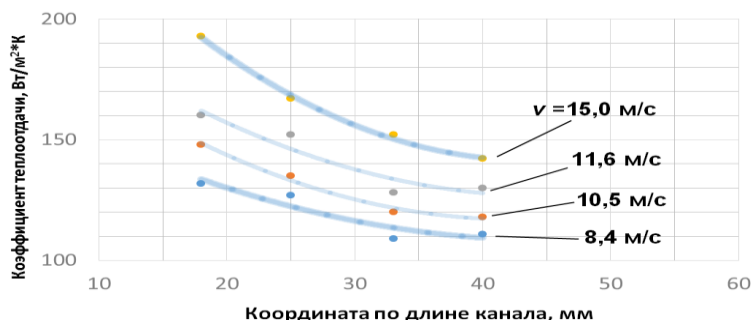


Рисунок 6.5 – Распределение коэффициента теплоотдачи по длине аксиального щелевого канала

Выполненное исследование новой модификации системы воздушного охлаждения турбогенераторов демонстрирует существенный термический резерв, который можно реализовать благодаря использованию в базовой конструкции с U-образными каналами перепуска воздушного потока через аксиальные щелевые каналы в зубцах статора (Рисунок 6.6).

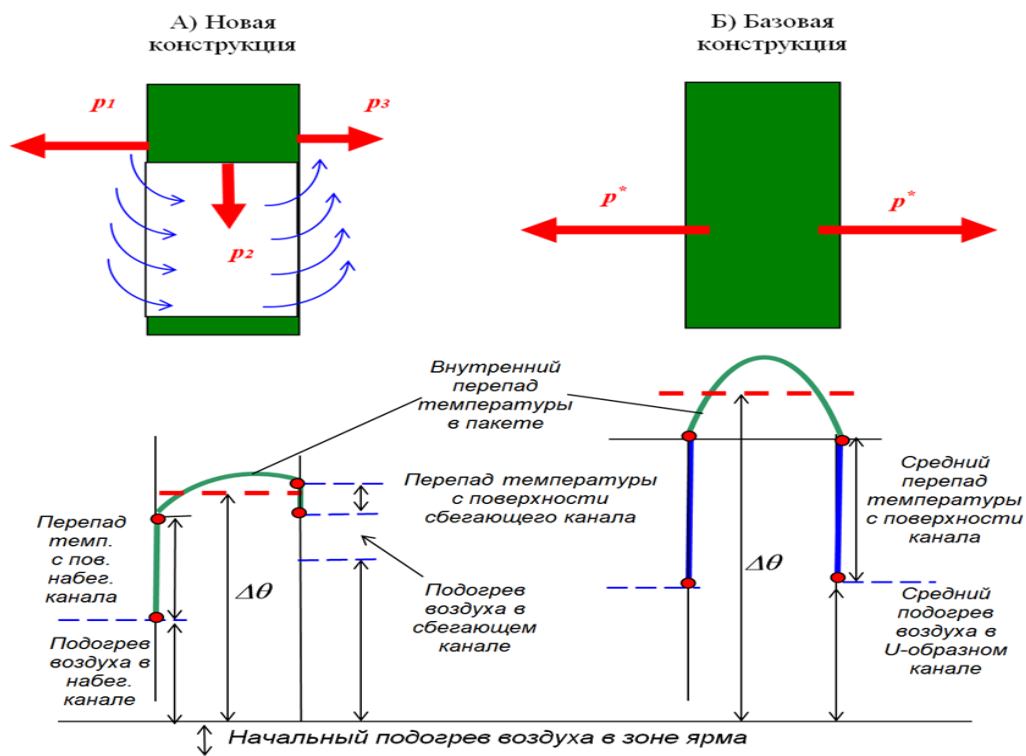


Рисунок 6.6 – Температурные перепады в двух конструкциях воздушного охлаждения статора

Новая система охлаждения, обеспечивая практическое сохранение прежнего общего расхода воздуха через статор, обладает следующими сравнительными достоинствами перед существующей системой в отношении условий теплопередачи:

- Увеличение общей поверхности охлаждения в зубцовой зоне;
- Радикальное сокращение пути существенной доли теплового потока от обмотки к аксиальным охлаждающим каналам;
- Практическое отсутствие тангенциального теплового потока в ярме, снижающего эффективность базовой конструкции;

– Повышение коэффициентов теплоотдачи в радиальных каналах в 1,5...1,6 раза за счет искусственной турбулизации и срыва пограничного слоя вследствие ответвления потока в аксиальные каналы;

– Достаточно высокие коэффициенты теплоотдачи в относительно коротких аксиальных каналах.

Кроме того, в конструкции присутствует следующая «отрицательная обратная связь» по температуре зубцовой зоны: при снижении интенсивности охлаждения со стороны радиальных каналов (локальное снижение расхода воздуха, уменьшение коэффициента теплоотдачи на поверхности крайних листов пакета, снижение коэффициента теплопроводности пакета, и т.п.) происходит увеличение теплового потока в аксиальный канал, что противодействует значительному повышению температуры зубца.

### **6.3 Экспресс-оценки максимальных температур зубцовой зоны статора при воздушном охлаждении**

В соответствии с целевым назначением и областью влияния системы косвенного охлаждения на нагрев обмотки статора подлежит сравнительному анализу качество охлаждения зубцовой зоны статора при различных исполнениях системы. Более конкретно, критерием эффективности сопоставляемых систем будем считать среднее превышение температуры стенок пазов над температурой холодного воздуха, или, что практически одно и то же, среднеинтегральное превышение температуры зубцов статора при одинаковых тепловых и электромагнитных нагрузках в турбогенераторе и одинаковых габаритах статора.

Последнее условие будем трактовать как требование постоянства магнитной индукции в зубцах статора, что автоматически обеспечивает сохранение НС в статоре и, следовательно, сохранение тока возбуждения при номинальной нагрузке турбогенератора [34]. Отсюда вытекает требование сохранения проходного сечения для радиальной составляющей магнитного потока в зубцах, так что компенсация убыли этого сечения из-за появления щелевых каналов

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		72

сопровождается некоторым увеличением активной длины магнитопровода (строго говоря, за счет некоторого уменьшения числа радиальных каналов при фиксированной их ширине).

Поставленное условие сопоставления средних превышений температур позволяет получать их для сравниваемых вариантов конструкции, минуя детальное исследование температурного поля в статоре. Инструментом достаточно представительного расчета здесь становится метод эквивалентных схем, оперирующий осредненными параметрами системы охлаждения (суммарные потери в обмотке и зубце, средние коэффициенты теплоотдачи в радиальных и щелевых каналах, средняя скорость воздуха в радиальном канале, и т.п.).

В представленном ниже приближенном тепловом расчете статора с U-образными каналами приняты следующие допущения: в ярме на одном зубцовом делении выделяются потери  $2P_1$ , в зубце и обмотке - потери  $2P_2$ , теплопроводность конечна в тангенциальном направлении ярма, бесконечна в тангенциальном направлении зубца и равна нулю в радиальном направлении (между ярмом и зубцом). Приняты следующие обозначения:

$P_2$  – сумма потерь в зубце и пазовой зоне обмотки, Вт;  $P_1$  – потери в ярме, Вт;  $b$  – толщина пакета, м;  $\lambda_{\text{попер}}$  и  $\lambda_{\text{прод}}$  – поперечная и продольная теплопроводность пакета, Вт/мК;  $\alpha_a$  и  $\alpha_z$  – коэффициенты теплоотдачи в ярме и зубцовой зоне, Вт/м<sup>2</sup>К;  $F_1$  и  $F_2$  – поверхности каналов в зоне ярма и зубцов, м<sup>2</sup>;  $Q$  – расход воздуха, м<sup>3</sup>/с;  $c$  – удельная теплоемкость воздуха, кДж/м<sup>3</sup>К.

Коэффициент теплопередачи в пакете (для вычисления среднего превышения температуры зубца).

$$k_{\text{зсп}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_z} + \frac{b}{6\lambda}}; \quad (6.1)$$

$$k_{\text{аср}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_a} + \frac{b}{6\lambda_{\text{попер}}}} \quad (6.2)$$

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		73



$$P_a = P_1 / 2, P_z = P_2 / 2$$

$$1) \quad \theta_1^{**} = \theta_1^* + \Delta\theta_\lambda, \quad (6.3)$$

$$\frac{P_a + q_1}{k_a F_1} + \frac{P_a + q_1}{2cQ} = \frac{P_a - q_1}{k_a F_1} + \frac{2(P_a + P_z) - 0,5(P_a - q_1)}{cQ} + q_1 R_\lambda \quad (6.4)$$

$$2) \quad \theta_2^{**} = \theta_2^*, \quad (6.5)$$

$$\frac{P_z + q_2}{k_z F_2} + \frac{P_a + 0,5P_z + q_1 + 0,5q_2}{cQ} = \frac{P_z - q_2}{k_z F_2} + \frac{2P_a + 2P_z + P_a + 1,5P_z + q_1 + 0,5q_2}{cQ} \quad (6.6)$$

Безразмерные параметры  $m_1 = cQ / k_1 F_1$ ,  $m_2 = cQ / k_2 F_2$ ,  $\mu_1 = R_\lambda / R_\alpha = k_1 F_1 \delta / \lambda_{прод} S_1$ , так что  $R_\lambda cQ = m_1 \mu_1$ .

Уравнительные потоки  $q_1$  и  $q_2$

$$m_1(P_a + q_1) + 0,5(P_a + q_1) = m_1(P_a - q_1) + 2(P_a + P_z) - 0,5(P_a - q_1) - q_1 \mu_1 m_1, \quad (6.7)$$

$$m_2(P_z + q_2) + P_a + 0,5P_z + q_1 + 0,5q_2 = m_2(P_z - q_2) + P_a + 1,5P_z + q_1 + 0,5q_2. \quad (6.8)$$

Отсюда

$$q_1 = \frac{2P_z + P_a}{m_1(2 + \mu_1)}, \quad q_2 = \frac{P_z}{2m_2}. \quad (6.9)$$

Максимальное превышение температуры зубца с учетом уравнительного потока:

$$\theta_2^{**} = \theta_2^* = \frac{P_z + q_2}{k_z F_2} + \frac{P_a + 0,5P_z + q_1 + 0,5q_2}{cQ}. \quad (6.10)$$

Максимальное превышение температуры зубца без учета уравнительного потока:

$$\theta_2 = \frac{P_z}{k_z F_2} + \frac{P_a + P_z}{cQ}. \quad (6.11)$$

$$\theta_2 = \frac{P_z}{k_z F_2} + \frac{P_a + P_z}{cQ}$$

Тепловой расчет зубцовой зоны статора с радиально-аксиальными каналами построен на эквивалентной схеме замещения (Рисунок 6.7). Дополнительные обозначения:  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  и  $\alpha_3$  - коэффициенты теплоотдачи в набегающем, щелевом и

сбегающем каналах, Вт/м<sup>2</sup>К;  $F_1$ ,  $F_2$  и  $F_3$  – поверхности набегающего, щелевого и сбегающего каналов, м<sup>2</sup>.

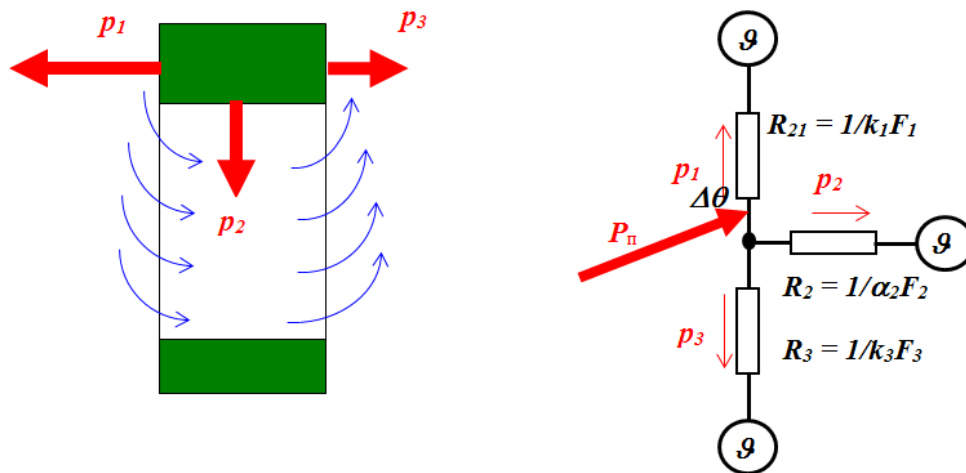


Рисунок 6.7 – Схематизация теплового процесса в зубцовой зоне статора с перепуском потока воздуха через аксиальные щелевые каналы

$$\begin{cases} \frac{p_1}{k_1 F_1} + \frac{p_1}{2cQ} = \Delta\theta; \\ \frac{p_2}{\alpha_2 F_2} + \frac{p_1}{cQ} + \frac{p_2}{2cQ} = \Delta\theta; \\ \frac{p_3}{k_3 F_3} + \frac{p_1 + p_2}{cQ} + \frac{p_3}{2cQ} = \Delta\theta; \\ p_1 + p_2 + p_3 = P_n \end{cases} \quad (6.12)$$

Коэффициент теплопередачи для определения среднего превышения температуры зубца:

$$k_{1,3,sp} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{1,3}} + \frac{b}{6\lambda_{nonper}}} \quad (6.13)$$

Безразмерные параметры:

$$m_1 = \frac{cQ}{k_1 F_1}; \quad (6.14)$$

$$m_2 = \frac{cQ}{\alpha_2 F_2}; \quad (6.15)$$

$$m_3 = \frac{cQ}{k_3 F_3}. \quad (6.16)$$

Превышение температуры зубца над температурой воздуха на уровне дна паза на набегающей поверхности зубца:

$$\Delta\theta = \frac{\frac{m_2 + 0,5}{m_1 - 0,5} (m_1 + 0,5)}{1 + \frac{m_2 + 0,5}{m_1 - 0,5} + \frac{m_2 - 0,5}{m_3 + 0,5}} \cdot \frac{P_n}{cQ}. \quad (6.17)$$

При условии  $m_1 = m_3 = m$ ,  $m_2 = M$ :

$$\Delta\theta = \frac{(M + 0,5)(m + 0,5)^2}{m(m + 2M) + 0,25} \cdot \frac{P_n}{cQ}, \quad (6.18)$$

или  $\Delta\theta = K\Delta\vartheta$ ,

$$K = \frac{(M + 0,5)(m + 0,5)^2}{m(m + 2M) + 0,25}. \quad (6.19)$$

Начальный подогрев воздуха на участке ярма:

$$\Delta\vartheta_0 = \Delta P_a / cQ. \quad (6.20)$$

Среднее превышение температуры внутренней поверхности паза над температурой холодного воздуха:

$$\theta = \Delta\vartheta_0 + \Delta\theta. \quad (6.21)$$

Количественное сравнение эффективности двух систем воздушного охлаждения выполнено на примере статора турбогенератора мощностью 225 МВт. Соблюдая условия сопоставления, используем следующие общие для обоих вариантов исходные данные: расход воздуха  $Q=22 \text{ м}^3/\text{с}$ ; суммарные потери в пазовой зоне  $P_n=578 \text{ кВт}$ ; потери в зоне ярма  $P_a=155 \text{ кВт}$ ; число пазов 60.

Для варианта с U-образными каналами: коэффициенты теплоотдачи в каналах зубцов  $\alpha_z=120 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ , в каналах ярма  $\alpha_a=60 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ ; поперечная теплопроводность пакета  $\lambda_{\text{попер}}=1 \text{ Вт/м К}$ ; продольная теплопроводность пакета  $\lambda_{\text{прод}}=20 \text{ Вт/м К}$ ; тангенциальный путь теплового потока в ярме  $\delta=0,061 \text{ м}$ ; поперечное сечение ярма для тангенциального потока  $S=92 \text{ м}^2$ ; число пакетов 112 толщиной 30 мм. Поверхности охлаждения каналов (на весь статор) - в ярме  $2F_a=747 \text{ м}^2$ , в зубцах  $2F_z=200 \text{ м}^2$ . При этих исходных данных значения безразмерных параметров  $m_1=1,41$ ;  $m_2=3,22$ ;  $\mu_1=0,57$ ; уравнивающие тепловые

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		76

потоки – в ярме  $q_1=184$  кВт, в зубцах  $q_2=45$  кВт. Искомое превышение температуры  $62,2^\circ\text{C}$ .

Для варианта с радиально-аксиальной системой охлаждения: коэффициенты теплоотдачи в радиальных каналах  $\alpha_1=\alpha_3=200$  Вт/м<sup>2</sup>К; в щелевых каналах  $\alpha_2=120$  Вт/м<sup>2</sup>К; число пакетов 91 толщиной 40 мм; поверхности охлаждения в зубцовой зоне (на весь статор) - радиальных каналов  $F_1=F_3=77,5$  м<sup>2</sup>, - щелевых каналов  $F_2=83$  м<sup>2</sup>. Значения безразмерных параметров  $m=3,63$ ;  $M=2,43$ . Искомое превышение температуры  $44,8^\circ\text{C}$  (т.е. примерно на  $17^\circ\text{C}$  меньше, чем в предыдущей конструкции).

Вывод по разделу шесть

Рассмотрены последние технологии отечественных и зарубежных фирм по повышению КПД турбогенераторов: многоструйная схема вентиляции турбогенератора; U-образные каналы, обеспечивающие эффективное охлаждение активной стали статора в отсеках сердечниках статора. Произведено исследование характеристик радиально-аксиальной системы воздушного охлаждения. Сопоставление и распределение коэффициентов теплоотдачи показывает, что в радиальных участках вентиляционного тракта охлаждения в полтора раза выше, чем с U-образным каналом.

Новая система охлаждения обладает следующими сравнительными достоинствами перед существующей системой. Увеличение общей поверхности охлаждения в зубцовой зоне. Повышение коэффициентов теплоотдачи в радиальных каналах в 1,5...1,6 раза. Достаточно высокие коэффициенты теплоотдачи в относительно коротких аксиальных каналах.

Произведен расчет максимальных температур зубцовой зоны, искомое превышение температуры на  $17^\circ\text{C}$  меньше, чем в предыдущей конструкции.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		77

## 7 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ

Тема снабжения электроэнергией населения на сегодняшний день является актуальной. Введение понятия условного топлива позволяет сопоставить энергетические затраты двух различных регионов страны, без учёта количества и вида топлива используемого в данных регионах. Условное топливо имеет низкую теплоту сгорания, равную 7000 ккал/кг (29,33 МДж/кг) [32].

Следуя федеральному закону «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», реконструкция повысит надёжность и эффективность ТЭЦ [1]. Решения проблем энергосбережения:

1. Эксплуатационные и организационно-экономические мероприятия. Применение методов организации учёта и контроля, повышение уровня эксплуатации действующего оборудования, нормирование удельного расхода топлива энергоносителей - обеспечит реализацию 30% от общего потенциала энергосбережения. Минимальные капиталовложения, эффект достигается за счёт человеческого фактора. Реализация 70% достижима с вложением высоких инвестиций, срок окупаемости около 5 лет.

2. Менее энергоемкое оборудование, технологии и производства. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий включает: внедрение технологий с малым сроком окупаемости; система экономического стимулирования реализации энергосберегающих мероприятий; подготовка целевых программ энергосбережения на разных уровнях; использование нетрадиционных источников энергии; развитие систем регулирования расхода энергии [23].

3. Природоохранные мероприятия. Подавление образования оксидов азота по средствам технологических методов. Создание замкнутых циклов водоснабжения без сбросов загрязненных стоков. Изменение структуры генерируемой энергии (часть органического топлива замещают экологически чистым возобновляемым

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		78

источником энергии). Повышение эффективности существующих пылеуловителей.

Одним из эффективных вариантов экономии электроэнергии является установка частотно-регулируемого электропривода в системах вентиляции, отопления, водоснабжения и водоотведения. Использование в вентиляторных, насосных и нагнетательных установках позволит повысить эффективность.

На примере центробежных насосов, производительность обычно осуществляется дроссельными заслонками на выходе насоса (Рисунок 7.1). Разность между значениями кривых, при заданном расходе, позволяет определить экономию энергии при частотном регулировании в сравнении с регулированием дроссельной заслонкой.

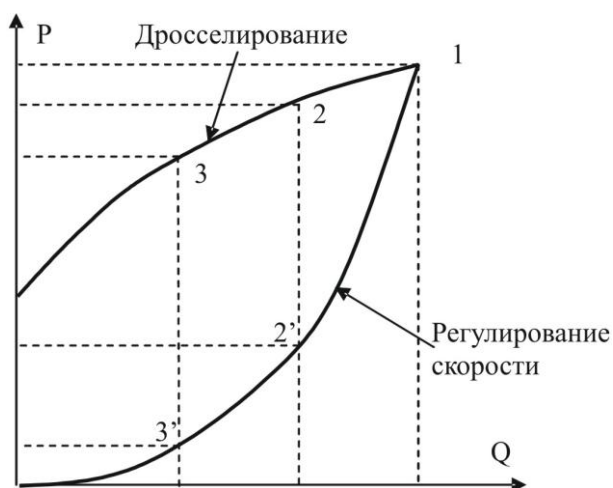


Рисунок 7.1 График мощности, потребляемой насосом, в зависимости от расхода при регулировании дросселированием и частотном регулировании

Применения частотно-регулируемых электроприводов ОУМС в водоснабжении указывает на то, что экономия составляет до 25% воды – значительная экономия для производства.

Внедрение преобразователя частоты в существующую установку производится без реконструкций системы, что несёт положительный характер. Экономичность регулирования и относительно низкая стоимость оборудования, обеспечивает срок окупаемости от 6 до 12 месяцев.

Предлагается мероприятие экономии электроэнергии на собственные нужды по средствам установки ЧРП на конденсатном электронасосе №2.

Характеристика насоса:

Тип	2КОШ 80-250
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	125
Напор, м.вод.ст.	140
КПД	0,72
Частота вращения, об./мин.	2900

Характеристика электродвигателя:

Тип	5AM250S2
Мощность, кВт	75
Напряжение, В	380
Ток, А	135
Частота вращения, об./мин.	2940
КПД	0,93

Расчет потребления электроэнергии в нерегулируемом режиме производится по формуле:

$$N_{II} = \frac{Q_{\text{факт}} \cdot H_{\text{факт}}}{367,2 \cdot \eta_{\text{и}} \cdot \eta_{\text{дв}}} \cdot t_{\text{раб}}$$

$$N_{II} = \frac{100 \cdot 108}{367,2 \cdot 0,72 \cdot 0,93} \cdot 1800 = 78660 \text{ кВт},$$

где  $Q_{\text{факт}}$  м<sup>3</sup>/ч – фактическая производительность насоса;

$H_{\text{факт}}$ , м.вод.ст. – фактическое давление на напоре насоса;

$\eta_{\text{и}}$  – КПД насоса;

$\eta_{\text{дв}}$  – КПД насоса;

$t_{\text{раб}}$  – время работы насоса.

Расчет потребления электроэнергии в регулируемом режиме производится по формуле:

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		80

$$N_{II} = \frac{Q_{факт} \cdot (H_{факт} - H_{вс})}{367,2 \cdot \eta_u \cdot \eta_{ов} \cdot \eta_{пр}} \cdot t_{раб}$$

$$N_{II} = \frac{100 \cdot (60 - 5)}{367,2 \cdot 0,72 \cdot 0,93 \cdot 0,97} \cdot 1800 = 41532 \text{ кВт},$$

где  $H_{треб}$ , м.вод.ст. – требуемое давление на напоре насоса;

$H_{факт}$ , м.вод.ст. – давление на всасе насоса;

$\eta_{пр}$  – КПД преобразователя частоты.

Годовая экономия электроэнергии составит 136,56 МВт (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Расчет годовой экономии по параметрам и периоду

Параметры/период	Отопительный	Переходный	Летний
Потребляемая мощность в нерегулируемом режиме, кВт	78660	89280	139040
Потребляемая мощность в регулируемом режиме, кВт	23500	53640	93280
Годовая экономия электроэнергии, кВт	136560		

Вывод по разделу семь

Применения частотно-регулируемого асинхронного электропривода в насосных и вентиляторных установках, экономит до 60% электроэнергии и снижает непроизводительные расходы до 25%, снижает уровень шума. Поддержания минимально необходимого давления снижает риск аварийности гидравлической или пневматической сети. Устранения ударных пусковых токов снижает риск аварийности сети и электрооборудования. Частотно-регулируемый асинхронный электропривод удобен и прост во внедрении, автоматизирован.



## 8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

В различных отраслях промышленности в качестве теплоносителя применяется вода, так как вода является распространенным природным ресурсом и имеет особые термодинамические свойства.

На промышленных предприятиях вода требуется по нескольким причинам: на хозяйственно-питьевые нужды; на пожаротушение; для проведения технологических процессов. Количество и качество технической воды, зависит от масштаба и характера технологических процессов производства. Организация снабжения водой влияет на эффективность работы любого промышленного предприятия. Свойства используемой воды, расход воды, организация систем водоснабжения определяет качество и себестоимость выпускаемой продукции. Подача ненадлежащей воды приводит к появлению брака, перерасходу топлива и электроэнергии, снижению производительности технологического оборудования и аварийному выходу из строя их элементов. Для обеспечения надежного водоснабжения предприятий, создается специальная система водоснабжения [16].

Объемы водопотребления зависят от структуры промышленных предприятий, уровня технологии, выполняемых мероприятий по экономии воды. Наиболее водоемкими отраслями являются теплоэнергетика, черная и цветная металлургия, машиностроение, нефтехимическая и деревообрабатывающая промышленность. На долю самой водоемкой отрасли - электроэнергетики - приходится около 68% суммарного потребления свежей и 51% - оборотной воды.

На промышленных предприятиях используется техническая вода трёх направлений:

1. Используется в качестве хладагента (охлаждает продукцию в теплообменных аппаратах), для защиты отдельных элементов установок и машин от чрезмерного нагрева. Применяется 70-89% технической воды. Вода нагревается, но не загрязняется охлаждающей продукцией.

2. Используется для очищения продукции или сырья от примесей, в качестве транспортирующей среды. Используется 5-13% технической воды. Вода

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		82

загрязняется и нагревается, если контактирующие материалы имеют повышенную температуру.

3. 10-20% технической воды теряется за счет испарения.

### **8.1 Виды очистки сточных вод на ТЭЦ**

В настоящее время на большинстве тепловых электростанций и котельных имеется значительное количество сточных вод, достигающих 10-14% от количества воды поступающей на ТЭЦ. Это ведет к нерациональному расходу предварительно очищенной сырой воды. Кроме этого, перед сбросом сточных вод в окружающую среду необходимо дополнительно предусматривать затраты на их доочистку (обеззараживание, разбавление до норм ПДК) [16]:

1. Регенерационные первой и второй ступеней ХВО;
2. Непрерывная и периодическая продувка котлов и испарителей;
3. От кислотных очисток оборудования;
4. После опорожнения оборудования, трубопроводов, баков;
5. Через неплотности запорной, дренажной арматуры;
6. Продувка оборотной системы охлаждения с градирнями;
7. От охлаждения основных и вспомогательных механизмов;
8. Шламовые от предочистки ХВО;
9. Ливневые и паводковые с территории станции;
10. Грунтовая из под заглубленных объектов станции;
11. От гидроуборки помещений, оборудования, котлотурбинного цеха топливно-транспортного цеха, гаража;
12. От гидропневматической оборудования сетей;
13. Хозяйственно-бытовые и фекальные;
14. Замасленные стоки из катеров подшипников, уплотнений, маслосистем турбин, ПЭНов, СЭНов, мельниц, и т.д.;
15. Возможные протечки мазута, масла от технологического оборудования пропарки трубопроводов;
16. Возможные протечки ГСМ от автотранспорта;

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		83

17. Продувка оборотной схемы гидрозолоотвала;

18. «Ложные стоки» от недостоверности коммерческого учета «больших и малых расходов» водопотребления и водоотведения.

Для многих производств очистка сточных вод, одна из актуальных проблем на сегодняшний день. Предприятия, которые незаконно отводят со своей территории отработанные воды с ухудшенными качествами и загрязнениями, проверяющие правоохранительные органы выписывают штрафы [16].

Чтобы избежать проблем с законом, многие предприятия устанавливают новейшие системы очистки сточных вод.

Новейшие очистные сооружения сточных вод не только отвечают всем стандартам и требованиям на очистку, но и улучшают качество воды, позволяя использовать ее вторично для технических нужд при условии, что на предприятие применяют обратное водоснабжение и канализацию.

Из всех способов очистки промышленных сточных вод выделяют основные: очистка с помощью промышленных фильтров; химическая очистка реагентами; механическая очистка от нерастворенных примесей; метод флотации.

## 8.2 Очистка замасленных вод

Система очистки сточных вод промышленных предприятий отличаются от систем очистки бытовых сточных вод. Это связано со спецификой отходов. Промышленные отходы могут содержать мазуты и другие сложные химические соединения [16].

Поэтому системы очистки сточных вод – многокомпонентные и в зависимости от предполагаемой структуры отходов планируется та или иная система. Как правило, не существует универсального решения для очистки сточных вод промышленных предприятий, каждая такая система – результат исследования и проектирования.

Для очистки сточных вод от масла и нефтепродуктов используют первичные отстойники, флотаторы (электрофлотаторы), жируловители и нефтеловушки. Эти ловушки относятся к первичным отстойникам, которые основаны на

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		84

принципе разности плотностей. Взвешенные вещества под действием гравитационных сил оседают на дно отстойника, или всплывают на его поверхность. Для очистки сточных вод, содержащих нефть и нефтепродукты, при концентрации более 199 мг/л применяют нефтеловушки. Эти сооружения предоставляют собой прямоугольные резервуары, в которых происходит разделение нефти и воды за счет разности их плотностей. Нефть и нефтепродукты всплывают на поверхность, собираются и удаляются из нефтеловушки на утилизацию.

### 8.3 Использование промышленного водоснабжения

Системы водоснабжения - это комплекс сооружений, оборудования и трубопроводов, обеспечивающих забор воды из природного источника для дальнейшей очистки и обработки, транспортировки и подачи потребителю по требуемым расходам и качеству необходимого напорами.

Система водоснабжения должна обеспечивать потребителей водой без снижения установленных показателей (количество, качество и напор подаваемой воды). Определив необходимый объем водопотребления объекта и сведения о природных источниках, выбирается конкретный источник водоснабжения и намечается схема СПВ.

Основными элементами системы водоснабжения являются:

- Водозаборные сооружения, предназначенные для забора воды из природного источника и первичной очистки;
- Водоподъемные сооружения или насосные станции, подающие под необходимым напором воду к местам её очистки, хранения или потребления.
- Сооружения для очистки и улучшения качества природной воды – станции ХВО.
- Водоводы и водопроводные сети, служащие для транспортирования и подачи воды потребителям.
- Регулирующие и запасные ёмкости, предназначенные для сохранения и аккумуляции воды.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		85

При выборе системы и схемы технического водоснабжения учитываются несколько факторов:

1. Наличие достаточного источника водоснабжения вблизи предприятия и возможность его использования для целей технического водоснабжения. В первую очередь рассматривают возможность естественных озёр, существующих водохранилищ, строительство новых гидроузлов, отводящих и подводящих каналов и др.

2. Удаленность источника водоснабжения от предприятия и разница геодезических высот между среднегодовым уровнем воды в источнике и осью циркуляционных насосов. Существенная разница геодезических высот может являться экономически нецелесообразной, не смотря близкое расположение источника.

3. Условия работы предприятия, определяющие потребный расход в технической воде. Расчетные расходы охлаждающей воды принимаются на основании технико-экономического выбора оптимальной кратности охлаждения, выполненного при среднемесячных гидрологических метеорологических факторах среднего года. Целесообразность создания наливных водохранилищ-охладителей, питаемых из внешних источников.

4. Качество воды в источнике. Для обеспечения надежной и экономичной работы охладительных устройств, техническая вода, поступающая на предприятие, должна быть достаточно чистой. В летний период температура в источнике не должна превышать 25-30°C.

5. Плотность застройки вблизи предприятия. Данный фактор влияет на выбор типа охладительных устройств.

Проектирование водопровода подготовки чертежа схемы и определения состава сооружения. На начальной стадии проектирования рассматриваются две или более схемы водоснабжения, затем проводится технико-экономический расчет, сравнение вариантов и в итоге выбирается более выгодный. По выбранной схеме проектируются и рассчитываются все устройства СПВ.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		86

По принципу организации различают несколько схем: прямоточные, с последовательным использованием воды; оборотные и каскадные, бессточные схемы водоснабжения; комбинированные схемы водоснабжения.

Выбор схемы СПВ для реализации зависит от: мощности источника и его характеристики; удаленности источника воды; требуемого качества воды; характера загрязнения воды после ее использования; климатических условий местности.

### 8.3.1 Прямоточная схема СПВ

В этой схеме каждый потребитель получает необходимое количество воды из магистрального водопровода по отдельному водоводу, независимо от других потребителей. Кроме этого, каждый потребитель имеет независимый, автономный сброс воды в природный источник. Такая организация водоснабжения требует большого водозабора воды, мощного центрального коллектора воды, мощных водозаборных и насосных станций. Схема характеризуется также максимальным водозабором воды из природного источника и максимальным сбросом использованной воды в природный источник (Рисунок 8.1). На перекачку большого количества воды требуется большое количество электроэнергии.

При работе прямоточной системы из источника водоснабжения забирается необходимое потребителю количество воды. Производительность водозаборных устройств, очистных сооружений и насосов первого подъема выбирается по потребности предприятия. Увеличение потребности в воде ведет к увеличению мощностей и к удорожанию элементов водоснабжения. Возрастает и потребление электроэнергии. Еще одним недостатком прямоточной системы является сброс отработанной воды в природные водоемы, чтобы не нарушалось экологическое равновесие, водоемы должны быть объемными.

Прямоточная схема применяется для хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения, повторное использование воды исключается. Данная схема водоснабжения реализуется в пищевой и фармацевтической промышленности как технологические.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		87

### 8.3.2 Последовательная схема СПВ

Последовательную (повторную) схему используют, если в цепочке потребителей имеется потребитель с большим расходом воды, от которого сбросная вода по количеству и всем параметрам может удовлетворять остальных потребителей. Система работает по проточному режиму, но из источника забирается только, то количество воды, которое необходимо потребителю с большим расходом, а его сбросную воду используют остальные (Рисунок 8.1).

Данная система сокращает количество забираемой природной воды и сбрасываемых стоков, снижает производственные расходы и удешевляет систему водоснабжения.

### 8.3.3 Обратная схема водоснабжение

Около 80% технической воды в технологических аппаратах нагревается, и может использоваться повторно после охлаждения. В данных системах можно использовать загрязненную легко удаляемыми примесями воду, что составляет 15% от общего объема. Перед применением её очищают.

Через водопроводную сеть по системе обратного водоснабжения потребителям подают воду насосами НС2. Нагретая и загрязненная вода от потребителей направляется по системе трубопроводов на станцию очистки загрязненных вод (ОЗВ). Прошедшая очистку, но еще теплая вода собирается в резервуаре (РОВ), а из него насосами станции обратной воды (НОВ) подается на охлаждающие устройства (Гр). Охлажденная вода подается потребителям насосами НС2 (Рисунок 8.1).

Используя обратную систему, часть воды теряется посредством испарения, продувкой из охлаждающих устройств, утечки, за счет сброса загрязненной примесями воды у потребителя в канализацию. Компенсацией таких потерь служит забор недостающей воды из природного водоема, насосами НС1 она направляется на станцию ХВО. Очищенная вода сливается в бассейн охлаждающих устройств. Из бассейна вводится непрерывная продувка части воды в канализацию, что поддерживает солевой баланс.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		88

Оборотные системы дают возможность удешевлять систему водоснабжения, сокращают потребление свежей воды и сброс загрязненных стоков.

По техническим условиям применения данной системы может оказаться просто необходимо потому, что дебет имеющегося природного водоисточника недостаточен для осуществления прямоточного водоснабжения.

Необходимость оборотных систем обуславливается и экологическими требованиями. Применение оборотных систем позволяет снизить количество сбросов загрязненной воды в водоемы.

### 8.3.4 Каскадная бессточная схема

Основная идея: опираясь на каскадную схему, замкнуть все сбросные потоки на потребителей П4 и П5, которые используют воду безвозвратно. Сбросные потоки в каскадной схеме меньше, чем в прямоточной. Это означает, если потребность воды в П5 и П4 равна или превышает эти сбросы, схема может быть полностью бессточной (Рисунок 8.1).

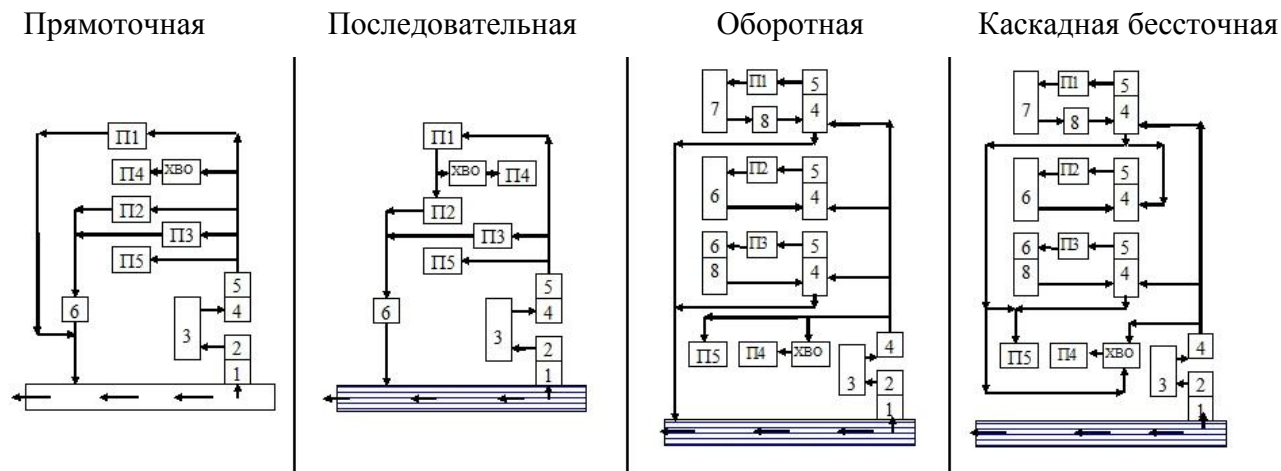


Рисунок 8.1 Схемы технического водоснабжения

1 - водозаборные сооружения; 2 – насосная I подъема; 3 - очистка природной воды; 4 - резервуар очищенной воды; 5 - насосная II подъема; 6 - очистка загрязненных стоков; 7 - насосная теплой воды; 8 - охлаждающие устройства; П1 – вода в процессе использования только нагревается; П2 – вода в которых только загрязняется; П3 – вода нагревается и загрязняется; П4 – вода безвозвратно испаряется на производство пара; П5 – вода безвозвратно испаряется на изготовление другой продукции (грануляции шлака, тушение кокса)

Эта схема может отличаться минимальным водозабором воды из природного источника и минимальным (теоретически нулевым) сбросом использованной воды в природные источники.



Бессточные системы - оборотные системы без сброса продувки имеют экологическую ценность. В бессточных системах водоснабжения на предприятиях используется очищенная до норм смесь технической воды промышленных и бытовых сточных вод, предварительно прошедшая биологическую очистку. Биологически очищенные сточные воды, должны отвечать техническим, экономическим и санитарно-гигиеническим требованиям. Но, такая вода не предназначена для пищевой, мясомолочной и фармацевтической промышленности.

Из экономических соображений использование оборотных систем водоснабжения позволяет снизить затраты на сооружение водозаборных устройств, насосных станций первого подъема, водоводов, очистных сооружений природной воды и канализационных линий.

Оборотное водоснабжение может быть осуществлено как единая система для всего предприятия или в виде отдельных циклов для цеха или группы цехов.

Вывод по разделу восемь

На ЧТЭЦ-2 используется смешенная «каскадная» схема оборотного водоснабжения с использованием четырех «мокрых» градирен, работающих под напором. Вода на ТЭЦ-2 используется и как теплоноситель (только нагревается) и для собственных нужд предприятия (нагревается и загрязняется), поэтому оборотное водоснабжение осуществлено в виде отдельных циклов.

Для большинства промышленных предприятий значительная доля всей теплоты, поступающей на предприятие с паром, сетевой водой и выделяющейся при работе оборудования теряется в системе оборотного водоснабжения. Использование оборотного водоснабжения на предприятии решает сразу несколько проблем: тепловое загрязнение водоемов, ведущее к штрафным санкциям; потери тепла вместе с охлаждающей водой; покупка большого количества воды.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		90

## 9 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Автоматизация – комплекс средств позволяющих осуществить производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем. Автоматизация производственных процессов приводит к увеличению выпуска, снижению себестоимости и увеличению качества продукции, уменьшает численность обслуживающего персонала, повышает надёжность и долговечность оборудования, даёт экономию материалов, улучшает условия труда и техники безопасности [42].

Любой современный промышленный объект оснащён средствами автоматизации и контроля. Автоматизация технологических процессов является одним из решительных факторов повышения производительности, обеспечения оптимальных режимов работы оборудования, повышение надёжности системы и безопасности работы персонала.

### 9.1 Программно-технический комплекс технологического мониторинга параметров турбогенератора ПТК СТК

– Программно-технический комплекс технологического мониторинга (ПТК СТК) параметров турбогенераторов и их вспомогательных систем осуществляет измерение заданного набора технологических параметров (температуры активных частей, подшипников, охлаждающих сред; электрических величин; параметров влажности воздуха и др.)

– ПТК СТК осуществляет проверку нахождения параметров в пределах заданного диапазона с выдачей соответствующих сигналов и сообщений, если имеют место отклонения от этого диапазона или при сбоях и отказах измерительных устройств и средств контроля.

Кроме этого может производиться более подробная диагностика генераторов по ряду параметров: вибромониторинг элементов статора, других конструктивных элементов генератора, обмоток статора, контроль подстоловой изоляции, контроль изоляции ротора, контроль витковых замыканий.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		91

Теплоэнергетические установки характеризуются непрерывностью протекающих в них процессов. При этом выработка тепловой и электрической энергии в любой момент времени должна соответствовать потреблению.

Целью автоматизации является оснащение и поддержание в работоспособном состоянии тепловых защит, средств дистанционного управления, автоматических блокировок, автопереключения, технологической и командной сигнализации, связи и автоматического регулирования [42].

Функции систем автоматического управления:

- Текущий контроль параметров;
- Защита оборудования от повреждения;
- Аварийная сигнализация;
- Аварийное переключение в технологической схеме, осуществляемые в процессе предупреждение и ликвидации аварийных состояний, а также при пусках и остановках оборудования;
- Автоматическое регулирование параметров или их соотношений в диапазоне эксплуатационных нагрузок.

Для того чтобы оперативный персонал мог вовремя вмешаться в управление уставной контрольно-измерительные приборы, устройства сигнализации, средства дистанционного управления механизма, арматурой и системы автоматического регулирования размещаются на щитах и пунктах управления (непосредственно на агрегатах; главный щит контроля; главный щит управления).

Для полного решения задач автоматизации применяется средства автоматизации, взаимно дополняющие друг друга [24].

Устройства дистанционного управления, служащий для ручного управления регулирующей и запорной арматурой, а так же вспомогательными механизмами агрегатов. Регулирующие органы авторегуляторов через переключатели могут быть подключены к регулятору или ключу дистанционного управления, так что персонал в любом момент может отключить регулятор и перейти на ручное управление его регулирующим органом.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		92

Устройство технологической защиты, автоматически останавливающие оборудование или снижающие его нагрузку, или же производящие локальные операции при отключении от нормы тех или иных показателей режима работы оборудования [24].

Автоматическая блокировка - устройства, непосредственно связанные с защитой и служащие для последовательного выполнения ряда операций, в конечном итоге приводящие оборудование в новое состояние, например, останавливающий котёл или турбину после появления первоначального сигнала от устройства защиты, на выполнения операции.

Автоматическое включение резерва (АВР) – устройства, включающие резервное вспомогательное оборудование в случае аварийной остановки работающего. В результате при неполадках с вспомогательными механизмами основные агрегаты остаются в нормальной работе [24].

Устройства автоматического управления, служащие для автоматического управления агрегатами при переходных процессах. К таким устройствам относятся программные авторегуляторы, выполняющие заранее заданную по времени последовательность воздействий на объект регулирования, а также регуляторы соотношения, поддерживающие постоянным соотношение между регулируемым параметром и другой величиной, изменяющейся произвольно.

Система теплового контроля. Контроль теплового состояния всех основных узлов и систем охлаждения турбогенератора производится термометрами сопротивления, установленными и подключенными к приборам (Приложение Е).

Приборы позволяют производить непрерывный автоматический и визуальный контроль температуры подключенных точек, регистрировать их и выдавать сигналы о превышении заданных уставок по уровню температуры.

Сигнализация служит привлечения внимания персонала к тем участкам в сфере его обслуживания, где произошли те или иные отключения от нормы контролируемого параметра, а при дальнейшем отклонении срабатывает защита, останавливающая оборудование или снижающая его нагрузку [42].

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		93

## 9.2 Автоматизированная система мониторинга ЩКА

Автоматизированная система мониторинга щёточно-контактного аппарата (АСМ ЩКА) обеспечивает:

- Оперативное оповещение обслуживающего персонала о необходимости проведения регулировочных мероприятий на ЩКА;
- Оперативный контроль тока каждой щетки ЩКА в реальном масштабе времени;
- Оперативный анализ качества электрической проводимости каждой щетки ЩКА;
- Выявление искрения любой щетки ЩКА на ранней стадии его появления;
- Объективный контроль любых внешних воздействий на процесс токопередачи.

АСМ ЩКА позволяет:

- Обеспечить обслуживание ЩКА по однозначному алгоритму на основе объективного инструментального контроля тока каждой щетки;
- Оптимизировать режим работы ЩКА как по количеству щеток, так и по токовому режиму каждой щетки, а также выбрать оптимальный тип щеток;
- Объективно оценивать эффективность всех модернизационных мероприятий;
- Исключить роль человеческого фактора в обслуживании ЩКА.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		94

## 10 ЭКОНОМИКА

Эффективность производства обеспечивает структура кадров предприятия. В энергетических предприятий персонал бывает промышленно-производственный и непроизводственный. Промышленно-производственный персонал включает в себя эксплуатационное, ремонтное и административно-управленческое подразделения, а непроизводственный персонал включает работников столовой, охраны и других подсобных подразделениях.

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов в энергетике работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал [18].

Для обеспечения бесперебойной работы энергоснабжения требуется постоянное ремонтное обслуживание оборудования, поэтому на предприятиях содержится значительное количество ремонтников.

Энергетическое оборудование требует от энергетиков высокой профессиональной квалификации, знания основной специализации, правил технического обслуживания и техники безопасности при работе с энергоустановками, которые постоянно усложняются при освоении все более сложного энергетического оборудования. Требуется постоянного повышения деловой и производственной квалификации.

### 10.1 Срок окупаемости реконструкции

Расходы на модернизацию турбогенератора включают в себя: цены на закуп, монтаж турбогенератора, установку вспомогательного оборудования, на разработку проекта, транспортные расходы, стоимость строительных работ по данным планового отдела ТЭЦ (Таблица 10.1). Текущие затраты до модернизации турбины составили 162 млн. руб. (ориентировочные данные предприятия ОАО «Фортум» Челябинская ТЭЦ-2).

Срок окупаемости проекта реконструкции рассчитывается по формуле:

$$T_{OK.PEK} = \frac{K_{PEK} - K_{ЛИК}}{\Delta И}, \quad (10.1)$$

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		95

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат

Наименование	Формула	Значение
Стоимость ЦВД тыс.руб.	$K_{\text{ЦВД}}$	140000
Стоимость пнд, тыс. руб	$K_{\text{пнд}}$	10000
Общая стоимость оборудования на реконструкцию, тыс. руб.150000	$K_{\text{об.рек}}=K_{\text{ЦВД}}+K_{\text{пнд}}$	150000
Затраты на разработку, тыс. руб.	$K_{\text{пр}}$	15500
Транспортные расходы, тыс.руб.	$K_{\text{тр}}$	500
затраты на строительно-монтажные работы, тыс. раб.	$K_{\text{мон}}$	100000
Затраты на ликвидацию, тыс. руб.	$K_{\text{лик}}$	30000
Капитальные вложения на реконструкцию, тыс. руб.	$K_{\text{рек}}=K_{\text{ЦВД}}+K_{\text{пнд}}+K_{\text{пр}}+K_{\text{тр}}+K_{\text{мон}}$	266000

Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание позволяет оценивать рентабельность деятельности и прогнозировать вероятные издержки будущих операций (Таблица 10.2).

Таблица 10.2 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
Годовой расход топлива	т.у.т./год	175592,75
Тариф на газ	р/т.у.т.	2100
Топливо	тыс. руб./год	$175592,75 \cdot 2100 = 368744,77$
Расход воды	м <sup>3</sup> /год	163800000
Тариф на воду	руб./м <sup>3</sup>	2
Сырая и питьевая вода	тыс.руб./год	327600
Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих (на одну турбину)	тыс.руб./год	5703315
Отчисление на социальные нужны (39% от п. 7)	тыс.руб/год	222423
Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущей ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизация оборудования (норма 10%), основную и дополнительную плату...		$0,01 \cdot 150000 + 0,1 \cdot 150000 = 16500$

Продолжение таблицы 10.2

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
...ремонтного персонала, а также отчисления на социальные нужды (39% от зарплаты ремонтников).		$0,01*150000+0,1*150000=16500$
Цеховые расходы, включая плату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (0,25% от стоимости элементов схемы, а также отчисления на соц. Нужды (39% от зарплаты).	тыс.руб./год	$185+0,0025*150000+0,39*185=632,15$
Общезаводские расходы части персонала правления на соц. нужды (39% от зарплаты).	тыс.руб./год	$360+0,39*360=500,4$
Прочие производственные расходы (10% от суммф зарплаты всех категорий персонала)	тыс.руб./год	$0,1*(570315+185+360)=57086$
Итого затрат	тыс.руб./год	1563801
Годовой отпуск теплоты	Гкал	634197
Годовой отпуск энергии	тыс.кВт*ч/г	569400
Себестоимость 1 Гкал теплоты	руб./Гкал	$0,25*1563801/634,197=616,4$
Себестоимость 1 кВт электроэнергии	руб./кВт	$0,75*1563801/569400*0,972*0,98=2,05$

Из приведенной формулы 10.1 рассчитаем срок окупаемости:

$$T_{OK.PEK} = \frac{266000 - 30000}{1620000 - 1563801} = 4,2 \text{ года}$$

### 10.2 Анализ технического решения

Анализ технического решения осуществляется методом SWOT-анализа. Для этого составляются две матрицы, в каждой из которых производятся сильные (S) и слабые (W) стороны технического решения, его возможности (O) и угрозы (T) осуществления [18].

В первом случае рассматривается турбогенератор ТФВ-60-2 (Таблица 10.3), а во втором случае турбогенератором ТФ-60-2У3 (Таблица 10.4).

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		97



Таблица 10.3 – SWOT-анализ турбогенератора ТФВ-60-2

S - сильные стороны	W – слабые стороны
1. Нет затрат на переобучение и переподготовку персонала. 2. Нет затрат на разработку проекта 3. Нет крупных затрат на приобретение нового оборудования.	1. Взрывоопасен; 2. Дороги в эксплуатации; 3. Требуют сложного вспомогательного оборудования; 4. Затраты на ремонт старого оборудования. 5. Большое количество отказов оборудования и большой затраты на требуемый ремонт
О – Внешние благоприятные факторы	Т – внешние угрозы
1. Быстрее заказать и установить т.к. не требует проекта; 2. Доступность энергоресурсов. 3. Необходимость населения постоянно пользоваться теплом и эл. энергией.	1. Частые отказы в работе оборудования, повлекут за собой большие штрафы. 2. Из за устаревшего оборудования экологические нормы по выбросам в атмосферу не соблюдаются (штрафы). 3. Рост цен на топливо. 4. Рост налогов и пошлин. 5. Появление новых ГОСТ и ПТЭ

Таблица 10.4 – SWOT-анализ турбогенератора ТФ-60-2У3

S - сильные стороны	W – слабые стороны
1. Более прост в эксплуатации; 2. Менее пожароопасный, не взрывоопасен; 3. Сокращение времени пуска турбоагрегата; 4. Снижение расхода топлива. 5. Увеличение межремонтного интервала. 6. Повышение уровня автоматизации производства, что в свою очередь влияет на стабильность работы оборудования. 7. Большой срок эксплуатации оборудования.	1. Затраты на разработку проекта 2. Большие затраты на модернизацию. 3. Затраты времени и финансов на переподготовку персонала. 4. Необходим демонтаж старого оборудования; 5. Воздушное охлаждение менее эффективней водородного;
О – Внешние благоприятные факторы	Т – внешние угрозы
1. Необходимость населения постоянно пользоваться теплом и эл. энергией. 2. Существование новых технологий и оборудования на рынке. 3. Возможность завершения реконструкции раньше срока; 4. Снижение ставок на выполнение работ вследствие высокой конкуренции и кризиса;	1. Появление новых ГОСТ и ПТЭ. 2. Высокий процент по кредитам. 3. Высокая стоимость трудовых ресурсов. 4. Рост налогов и пошлин. 5. Введение санкций против России (новое оборудование Европейское). 6. Рост цен на топливо.

По рассмотренным SWOT-анализам для двух турбогенераторов можно сделать вывод, что целесообразно будет установить усовершенствованный ЦВД, это подтверждают сильные стороны и внешние благоприятные факторы.

### 10.3 Структура целей электростанции Челябинска ТЭЦ-2

Проект модернизации Челябинской ТЭЦ-2 носит краткосрочный характер, на реализацию проекта выделено менее одного года. Определение миссии и целей каждой структуры, является материалом стратегии для достижения желаемого результата (Рисунок 10.1).

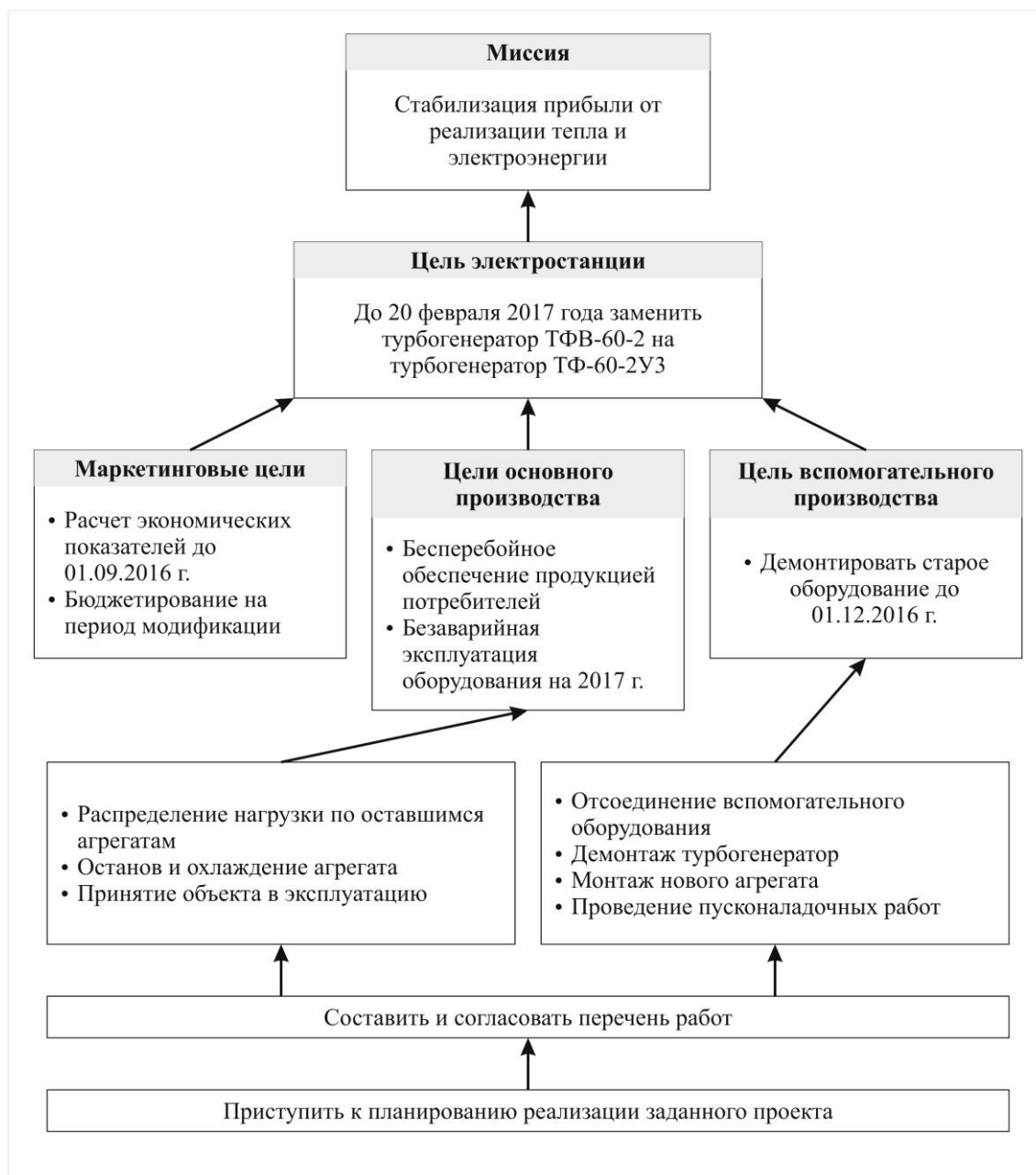


Рисунок 10.1 – «Дерево целей» проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-2

Чёткое обозначение задач для каждого подразделения способствует грамотному исполнению проекта в целом.

### 10.4 Организационная диагностика

Цели диагностики обнаружить характер напряжения силового поля организационных преобразований (корреляция сил сопротивления и движущих сил). Поле характеризует организационную надёжность состояния предприятия и возможность дальнейшего развития. Формулировка проблем и целей позволяет разработать схему по подготовке компании к реконструкции [18].

«Силовое поле» отображает текущую ситуацию на электростанции Челябинская ТЭЦ-2 (Рисунок 10.2).



Рисунок 10.2 – Анализ силового поля «Замена турбогенератора ТФВ-60-2 на турбогенератор ТФ-60-2У3»

Финансирование и обученный персонал – весомые критерии «движущих сил» в достижении поставленной цели. Основным критерием «сил сопротивления» является необходимость в закупе вспомогательного оборудования, что приведет к значительным вложениям средств в модернизацию. При верной оценке вспомогательного оборудования, расходы будут оправданы.

Движущие силы преобладают над силами сопротивления, что позволит, достичь цели в поставленный срок.

## 10.5 Диаграмма Гантта

Диаграмма Гантта используется для иллюстрации план-графика работ по проекту. Это один из наглядных методов планирования.

Ключевым понятием диаграммы Гантта является контрольная точка управления проекта или веха. Вехи позволяют наглядно отобразить необходимость синхронизации, последовательности в выполнении различных работ. Для крупных проектов диаграмма Гантта становится перегруженной и теряет всякую наглядность.

Комплекс работ по реконструкции турбины ПТ-60-130/13 отображается в план-графике Гантта по этапам проектных работ (ПРИЛОЖЕНИЕ 3). Этапы проектных работ делятся по периодам равным месяцу и по наименованиям.

Вывод по разделу десять

Срок окупаемости реконструкции турбины составляет 4,2 года, что в энергетической отрасли является хорошим показателем, так как в энергетике ориентируются на срок окупаемости до 5 лет.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		101

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены турбины ПТ-60-130/13, которая применяется в роли: привода электрогенератора, источника пара для системы теплоснабжения и горячего водоснабжения, источника пара для технологических нужд ТЭЦ или сторонних потребителей. Пар в турбину подаётся при помощи паропроводов снабженных ручной и электрифицированной запорной арматурой.

Турбоагрегат мощностью:

- Номинальной (60 МВт);
- Максимальный (75МВт).

Работает на параметрах свежего пара:

- Давление 13 МПа;
- Температура 555°С.

Расход:

- Номинальный 320 т/ч;
- Максимальный 387 т/ч.

Обслуживающим персоналом являются машинисты-обходчики турбинного и вспомогательного оборудования. Также на участие имеются дежурный электрик и слесарь по ремонту ручной и электрифицированной запорной арматуры. Эксплуатация турбины характеризуется воздействием опасных и вредных производственных факторов на машиниста-обходчика. В соответствии с ГОСТ 2.0.002-80 «ССБТ Опасные и вредные производственные факторы» на работающий персонал оказывают влияние следующие опасные и вредные факторы [14]:

1. Физические:

- Повышенная температура воздуха рабочей зоны (вблизи работающего оборудования);
- Повышение влажности воздуха;

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		102

– Повышенная температура нагретых поверхностей подогревателей, трубопроводов пара и горячей воды;

– Повышенные производственные шумы (основные источники: паровая турбина, питательные и другие насосы, паропроводы и др.);

– Повышенный уровень общей вибрации на рабочем месте;

– Инфразвук возникающий при работе насосов;

– Недостаточная освещённость рабочей зоны.

## 2. Психофизиологические:

– Тяжесть труда: умеренные физические нагрузки (категория 1б);

– Перенапряжение анализаторов.

## 3. Химические факторы:

– Утечки газа (природный газ, масляные пары, хлор);

– Масляные пары хлор.

## 4. Травмоопасные факторы:

– Движущиеся, вращающиеся и грузоподъёмные механизмы (насосы, электромостовой кран, центрифуги, вентиляторы, фильтр-прессы);

– Электрический ток (электродвигатели с системой электрокабелей и щитов контрольно-измерительных приборов);

– Агрессивные и ядовитые химические вещества (природный газ, хлор, масляные пары);

– Нагретые элементы оборудования (паропроводы, водопроводы питательной воды, конденсатопроводы, корпуса турбин);

– Повреждение, полученные при падениях, возможность падения на человека различных предметов и падения человека в результате подскользывания, падение с высоты или внезапного ухудшения здоровья.

Возможно следующие аварийные ситуации, представляющие опасность для жизни: разрыв паропроводов; разрыв трубопроводов питательной воды; разрывы

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		103

газопроводов с возгоранием и без возгорания; возгорание масла или водорода на турбине; взрыв водорода; набор оборотов турбины сверх-предельных.

### **11.1 Безопасность производственных процессов и оборудования**

Опасными местами в турбинном цехе являются турбины. Трубопроводы пара и горячей воды, предохранительные клапана, насосы и сборки электрооборудования.

Для защиты от опасных и вредных факторов необходимо применять соответствующие меры:

– При обслуживании вращающихся механизмов не должно быть развивающихся частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов;

– При необходимости нахождения вблизи горячих частей оборудования следует применять меры по защите от ожогов и действия высоких температур(огорождения оборудования, вентиляция, теплая спецодежда);

– При нахождении в помещениях с действующим технологическим оборудованием (за исключением щитов управления) необходимо носить защитную каску для защиты головы от ударов случайными предметами;

– Рабочие площадки, расположенные на высоте должны быть оборудованы ограждениями как и лестницы ведущие к ним.

Рабочий персонал должен работать в спецодежде (костюм хлопчатобумажный состоящий из куртки и брюк, спец-обувь для защиты ног от холода, механических повреждений.) и применять средства защиты(защитные каски, противозумные наушники, противозумные вкладыши, рукавицы и резиновые перчатки) выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами.

### **11.2 Электробезопасность**

Проходя через тело человека, электрический ток раздражает и возбуждает живые ткани организма, вызывая непроизвольные судорожные сокращения

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		104

мышц, в том числе сердца. При этом возникает различные нарушения в организме, а так же прекращение дыхания или деятельности сердца [15].

Следствием произвольных сокращений мышц под воздействием тока могут быть разрывы кожи. Кровеносных сосудов, мышечной ткани, вывихи суставов, а так же открытые и компрессионные переломы костей.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Действующими нормативными документами являются:

1. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ «Элетробезопасность. Общие требования номенклатура видов защиты»;
2. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и тока»;
3. ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и тока, протекающие через тело человека не должны превышать определенных значений (Таблица 11.1, Таблица 11.2).

Таблица 11.1 - Напряжения прикосновения и тока при нормальных режимах работы

Род тока	Напряжение	Сила тока
50 Гц, переменный	Не более 2 В	Не более 0,3 мА

Таблица 11.2 - Напряжения прикосновения и тока при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность воздействия, сек.	Нормируемая величина	
0,01-0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50



Продолжение таблицы 11.2

Продолжительность воздействия, сек.	Нормируемая величина	
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27
1,0	25	25
>1,0	12	12

Для создания безопасных условий работ с электрическими установками и существует ряд защитных приспособлений: ограждение и блокировка средства, изолирующий рабочего от земли, предоставляющие надписи и плакаты, сигнализация.

В качестве ограждения используют решетки, сплошные щиты, ящики, шкафы и т.п. Все ограждения закрываются на замок или снабжаются блокировкой, исключающий входа за ограждение или открывания ящиков, камер при включенном напряжении.

Средствами, служащими для изолирования рабочего от земли, являются изолирующие подставки, резиновые коврики, резиновые галоши и боты, резиновые перчатки и другие средства индивидуальной защиты.

Управления двигателями и вспомогательными агрегатами осуществляется дистанционно с пультов управления.

Учитывая, что все помещения турбинного цеха относятся к особо опасным или с повышенной опасностью, корпуса электрооборудования напряжениям 380/220 В переменного тока, 220 и 440 В постоянного тока необходимо заземлять.

Подстанция и её помещения должны быть не доступны для посторонних.

Пожаровзрывобезопасность, нормирование: ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования».

Класс пожара в турбинном цехе установлен «В1» (Горение жидких веществ трансформаторное масло), а также часть турбинного цеха имеет общее пространство котельным цехом, что соответствует классу «С» (горение газообразных веществ, природный газ, водород) [15].

Турбинный цех по пожарной безопасности относится к категории «Г».  
Применяемые меры по ограничению масштабов пожаров:

- Разделение зданий противоположными средствами – это перегородки, разделяющие здание цеха на секции;
- Устройство противопожарных преград (гребни, ботики, козырьки, пояса и т.д.);
- Устройство противопожарных дверей и ворот. Противопожарные перекрытия примыкают к наружным стенам, выполненными из огнестойких материалов без зазоров.

Для борьбы с пожаром турбинный цех оборудован противопожарным инвентарем по существующим нормам противопожарной охраны. В состав этого инвентаря входят: пенные химические огнетушители; порошковые огнетушители; гидранты; ящики с песком; лопаты; ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте. Для быстрого вызова пожарной службы в цехе установлены вещатели и телефон.

В здании предусмотрено четыре выхода с разных сторон.

Во взрывоопасных помещениях разрешается применение только взрывобезопасной осветительной аппаратуры, а также временная установка дополнительных световых точек открытого типа, на расстоянии вив зоны распространения газа [15].

Отыскание мест утечек газа производить только с помощью мыльного раствора, а проверку присутствия газа в помещении - газоанализатором. Во избежание искрообразования во время ремонта должен применяться инструмент из цветного металла, кроме ключей, зубил, которые смазываются солидолом.

До начала работ в местах проведения газоопасных работ должны быть подготовлены первичные средства пожаротушения.

Отогревание любых газопроводов и газовых аппаратов производить паром или теплой водой. Возле газопроводов, газовых установок, помещений, где имеется оборудование или газоаппаратура, заполненная газом, не допускать

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		107

разведения огня, установку электронагревательных приборов, курение, хранение легковоспламеняющихся жидкостей, лесоматериалов и других материалов.

Тушение электроустановок и электропроводки производить углекислотными огнетушителями.

Тушение легковоспламеняющихся жидкостей производить пенными огнетушителями и песком.

Во всех случаях после окончания работ на газопроводах, аппаратах и оборудовании, с применением деревянных лесов, щитов и мостиков, последние должны быть немедленно сняты.

При появлении опасности воспламенение газа или возникновение пожара немедленно сообщить в пожарную команду по телефону 01, назвать точное место пожара, свою фамилию и цех. До прибытия пожарной команды тушение производить имеющимися под руками средствами пожаротушения и с целью предотвращения дальнейшего распространения огня.

К средствам пожаротушения относятся: пар, пена, углекислота, азот, аргон, песок, глина.

Пенные огнетушители содержат щелочной раствор двууглекислой соды и серную кислоту, которая вступая во взаимодействие со щелочью, образует пену. Пенные огнетушители применяются для тушения дерева, легковоспламеняющихся жидкостей бензина, керосина.

Углекислотные огнетушители дают наибольший эффект при тушении пожара и закрытых помещениях и электроустановках. Углекислота для тушения применяется в газообразном состоянии, она не электропроводна, не портит предметов, подвергающихся тушению, и не изменяет своих качеств во время хранения [15].

При тушении загоревшегося газа нужно иметь в виду, что с прекращением горения газа будет отравляться атмосфера, поэтому необходимо обеспечить себя средствами газозащиты, убрать лишних людей, вызвать газоспасателя и принять меры по устранению утечки газа.

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		108

При обнаружении горящего газа на газопроводе необходимо:

– если имеется небольшая утечка горящего газа на фланцевых соединениях, необходимо убрать находящиеся рядом с пламенем другие сгораемые материалы, после чего произвести обтяжку и чеканку фланцев;

– если факел горения небольшой, сбить его войлоком, фуфайкой, вязкой глиной, после чего произвести ликвидацию утечки газа;

– если горение газа обнаружено в местах разрыва газопроводов на длине не более 200 мм, пламя необходимо тушить струей из огнетушителя или паром с последующим наложением бандажа с сальниковой набивкой на месте утечки газа с обваркой бандажа электросваркой.

При пожаре на газопроводе немедленно вывести из цеха людей, несвязанных с ликвидацией аварии, и, не ожидая прибытия пожарной команды, принять следующие меры:

– снизить давление газа на аварийном участке газопровода до 0,5 кПа (50 мм в ст.), о снижении давления газа предупредить начальника смены станции;

– подать пар в газопровод через все паропродувочные штуцера с целью вытеснения газа паром и прекращения огня, после потухания пламени газопровод должен быть очищен от количества воздуха и газа. Минимальное содержание газа в воздухе, при котором возможен взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Максимальное содержание газа в воздухе, выше которого смесь не взрывоопасна, называется верхним пределом взрываемости;

– нижний предел взрываемости для природного газа соответствует приблизительно 5% верхний предел взрываемости соответственно 15%;

– при наличии взрывоопасной смеси газа с воздухом любой источник воспламенения (зажженная спичка, искра, горящая папироса, факел) вызывает взрыв;

– температура воспламенения взрывоопасной смеси 550-560°C;

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		109

– температура может быть понижена до 300°С за счет катализаторов, которыми могут быть водяные пары, сернистая медь, отложения углерода, горячая шамотная поверхность.

Меры по предупреждению взрывов делятся на 2 группы: не допускать образования смеси воздуха с газом (надежная герметизация всех газовых установок и поддержания в них положительного давления не ниже 0,5 кПа); не допускать соприкосновения газа с каким-либо источником воспламенения [15].

### **11.3 Требования по безопасности труда и пожарной безопасности**

Вращающийся невозбужденный генератор с отключенным АГП должен рассматриваться, как находящийся под напряжением (за исключением случая вращения от валоповоротного устройства).

При работах по уходу за коллекторами и контактными кольцами работающих генераторов персонал должен пользоваться резиновыми ковриками.

На полу, непосредственно у коллектора и контактных колец, с обеих сторон должны быть положены резиновые коврики. Отвертки и плоскогубцы, которые используются при замене щеток, должны быть с изолированными ручками.

При обслуживании ЩКА воспрещается касаться руками одновременно токоведущих частей различной полярности или токоведущей части и заземленных частей.

При обслуживании ЩКА воспрещается производить работы в халатах, в одежде без рукавов или с засученными рукавами. Рукава должны быть у кисти плотно застегнуты. Женщины должны быть обязательно одеты в комбинезоны. Работать в головном уборе.

Работающие должны остерегаться захвата обтирочного материала и одежды валом машины, а также удара выступающими частями на валу, которые во время вращения не видны.

Особую осторожность необходимо соблюдать при работах в цепях возбуждения на генераторах, имеющих «землю» в цепи возбуждения.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		110

При обточке или шлифовке коллектора или контактных колец следует применять защитные очки, щиток.

При загорании токосъемного или щеточного аппарата ротора генератора и возбuditеля, необходимо отключить генератор от сети, снять возбуждение и тушить загорание углекислотными огнетушителями, при их отсутствии – водой.

При загорании подшипников генератора или возбuditеля немедленно остановить турбогенератор и тушить горящее масло передвижными углекислотными огнетушителями, воздушно-механической пеной, при местном загорании использовать наброс кошмы.

При пожаре в корпусе генератора сработают два дымовых датчика, которые выдадут сигнал на БЩУ, а также отключат генератор и запустят автоматическую систему пожаротушения инертным газом.

При отсутствии установленных модулей пожаротушения, открыть вентиль подачи азота в корпус генератора

Ремонтные работы в схеме газоохлаждения генераторов производить по технологическим картам или проектам производства работ.

Выдачу нарядов на производство работ на элементах схемы газоохлаждения генераторов, принадлежащих КТЦ, производить с разрешения руководства ЭЦ. Разрешение должно быть завизировано на полях наряда.

Огневые работы на генераторе и в его схемах газоохлаждения производить только по нарядам, выданным начальником электроцеха. Меры пожарной безопасности при производстве огневых работ указываются в наряде-допуске и должны быть согласованы с инструкторами пожарной безопасности отдела надежности и охраны труда ЧТЭЦ-2. Согласование оформляется подписью инструктора пожарной безопасности в наряде допуске. Необходимые меры пожарной безопасности должны быть также согласованы с начальником турбинного цеха, согласующая подпись с указанием фамилии и должности ставится на полях наряда-допуска рядом с графой «Наряд выдал».

					13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		111

Персоналу химлаборатории КТЦ производить отбор проб газа для анализа, за исключением отборов, выполняемых на работающем оборудовании по утвержденному графику или регламенту, только по распоряжению НСЭ и под контролем оперативного персонала ЭЦ. Результаты анализа, помимо специальных журналов, фиксировать в журнале НСЭ и заверять подписью лица, производящего анализ.

Персонал химлаборатории КТЦ несет ответственность за качество анализа, персонал ЭЦ – за правильность схемы и точки отбора контролируемой среды.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		112

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены отечественные и зарубежные передовые технологии, влияние ОАО «Фортум» на развитие энергетике, характеристика станции Челябинской ТЭЦ-2 и основное ее оборудование. Проанализировав изученную информацию было выявлено, что оборудование устарело и требует модернизации.

В соответствии с поставленными задачами, был выявлено, что в большинстве стран, отмечено повышение внедрения турбогенераторов с воздушным охлаждением, то есть замены водорода в корпусе генератора на воздух. Это вызвано следующими факторами:

– при использование воздушного охлаждения сокращается большое количества энергоёмкого оборудования. Такие как схему масло на уплотнение турбогенератора, а так же водородную станцию, что приведет: к повышению надежности турбогенератора, снизит его габариты и вес, повышению коэффициента готовности до 0,997-0,998, сокращению аварийных ситуаций, количества и стоимости ремонтных работ;

– для повышения КПД современных ТЭС необходимо рассмотреть вопрос о замене паровых турбин на газотурбинные установки. Для газотурбинных установок наиболее перспективны турбогенератора с полным воздушным охлаждением.

На основе данных о новейших технологиях и опыту других предприятий, предложено произвести замену турбогенератора ТВФ-60-2 с водородным охлаждением на турбогенератор ТФ-60-2УЗ с воздушным охлаждением.

Так же в ходе выпускной квалификационной работы, были рассмотрены последние технологии отечественных и зарубежных фирм по повышению КПД турбогенераторов: многоструйная схема вентиляции турбогенератора; U-образные каналы, обеспечивающие эффективное охлаждение активной стали статора в отсеках сердечниках статора. Произведено исследование характеристик радиально-аксиальной системы воздушного охлаждения. Сопоставление и

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		113



распределение коэффициентов теплоотдачи показывает, что в радиальных участках вентиляционного тракта охлаждения в полтора раза выше, чем с U-образным каналом.

Новая система охлаждения обладает следующими сравнительными достоинствами перед существующей системой. Увеличение общей поверхности охлаждения в зубцовой зоне. Повышение коэффициентов теплоотдачи в радиальных каналах в 1,5...1,6 раза. Достаточно высокие коэффициенты теплоотдачи в относительно коротких аксиальных каналах.

Произведен расчет максимальных температур зубцовой зоны, искомое превышение температуры на 17°C меньше, чем в предыдущей конструкции.

Замена турбогенератора с водородным охлаждением на воздушный, является не только эффективной, но и экономичной. Так как текущие затраты до модернизации больше, чем после неё, а срок окупаемости реконструкции турбины составит 4,2 года, что в энергетической отрасли является хорошим показателем.

					<i>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		114

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
- 2 ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения / М.: Издательство стандартов, 1980. - 6 с.
- 3 ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» / М.: Издательство стандартов, 1992. - 126 с.
- 4 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты / М.: Издательство стандартов, 1979. - 7 с.
- 5 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление / М.: Издательство стандартов, 1981. - 10 с.
- 6 ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов / М.: Издательство стандартов, 1982. - 7 с.
- 7 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / М.: Издательство стандартов, 1989. - 8 с.
- 8 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды / М.: Издательство стандартов, 2006. - 60 с.
- 9 ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам / М.: Издательство стандартов, 2002. - 15 с.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		115

- 10 ГОСТ 21.404-85. Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах / М.: Издательство стандартов, 1985. - 12 с.
- 11 ГОСТ 21.404-85. Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах / М.: Издательство стандартов, 1985. - 12 с.
- 12 ГОСТ 533-76 (СТ СЭВ 3147-81) Генераторы электрические паротурбинные (турбогенераторы). Общие технические условия / М.: Издательство стандартов, 1970. - 18 с.
- 13 ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия / М.: Издательство стандартов, 2002. - 24 с.
- 14 ГОСТ 25364-97 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений / М.: Издательство стандартов, 1998. - 8 с.
- 15 ГОСТ Р 52776-2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики / М.: Издательство стандартов, 2008. - 74 с.
- 16 Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности ТЭС / А.И. Абрамов. – М.: МЭИ, 2002. - 384 с.
- 17 Аврух, В.Ю. Модернизация турбогенераторов / В.Ю. Аврух, Ю.И. Азбукин. - М.: Энергия, 1980. – 232 с.
- 18 Алабугин, А.А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие / А.А. Алабугин. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 1998. – 186 с.
- 19 Алексеев, Ю.П. Организация, планирование и управление в энергетике: учебное пособие / Ю.П. Алексеев, В.Г. Кузьмин, В.Г. Мелехин и др. - М.: Высшая школа, 1982. - 408 с.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		116

- 20 Антонюк, О.В. Повышение единичной мощности турбогенераторов с использованием новых материалов и технологий / О.В. Антонюк, Т.Н. Карташова, М.Б. Ройтгарц. «Новое в Российской электроэнергетике» №5. – М.: 2013. – с. 5-17
- 21 Аронсон, К.Э. Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок / К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, М.А. Ниренштейн, А.Ю. Рябчиков. - М.: МЭИ, 2016. - 480 с.
- 22 Багиев, Г.Л. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой / Г.Л. Багиев, А.Н. Златопольский. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240 с.
- 23 Бакластов, А.М. Промышленные тепломассообменные процессы и установки / А.М. Бакластов, В.А. Горбенко, О.Л. Данилов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 328 с.
- 24 Баранов, В.Я. Промышленные приборы и средства автоматизации. Справочник / В.Я. Баранов, Т.Х. Безновская, В.А. Бек. – М.: Машиностроение, 1987. – 847 с.
- 25 Белинский, С.Я. Тепловая часть электрических станций / С.Я. Белинский, В.А. Ведяев. - М.: Госэнергоиздат, 1961. – 304 с.
- 26 Боган, А.Ю. Опытные тепловые характеристики турбогенераторов нового поколения с воздушным охлаждением / А.Ю. Боган, Э.И. Гуревич, Ю.В. Пафомов, К.А. Шишкина. Сборник «Электросила». – 2003. – с. 51-58
- 27 Борисова, Л.М., Гершанович, Е.А. Экономика энергетики / Борисова Л.М., Гершанович Е.А. - Томск: Издательство ТПУ, 2006. – 208 с.
- 28 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции / В.Д. Буров. – М.: Издательство МЭИ, 2009. – 466 с.
- 29 Волошенко, А.В. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. - Томск: Томский политехнический университет, 2008. – 109 с.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		117

- 30 Гиршфельд, В.Я. Тепловая часть тепловых электрических станций гидромеханическая часть гидроэлектростанций / В.Я. Гиршфельд, Л.А. Кароль. - М.: Энергия, 1970. – 272 с.
- 31 Григорьев, В.А. Тепловые и атомные электрические станции / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 32 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / О.Л. Данилов. - М.: Московский энергетический институт, 2010. – 188 с.
- 33 Дахин, С.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебное пособие / С.В. Дахин. – Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2010. – 182 с.
- 34 Дубровин, Ю.Н. Развитие системы воздушного охлаждения турбогенераторов серии ТЗФ / Ю.Н. Дубровин, И.А. Кади-Оглы, Т.Н. Карташова, В.И. Шаров. Сборник «Электросила» №42. - 2003. - с. 44-50
- 35 Инструкция по эксплуатации турбоустановки ПТ-60-130/13 / Министерство топлива и энергетики РФ АОЭиЭ Челябэнерго Челябинская ТЭЦ-2. Утверждено главным инженером ЧТЭЦ-2 В.В. Петровым, 2015. – 56 с.
- 36 Костюк, А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. - М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
- 37 Краснощеков, Е.А. Задачник по теплопередаче / Е.А. Краснощеков, А.С. Сукомел. - М.: Энергия, 1980. – 288 с.
- 38 Лисянский, А.С. Комплексная модернизация паровых турбин мощностью 200 и 300 МВт электрических станций / А.С. Лисянский. - СПб: 2006. – 127 с.
- 39 Макаричев, Ю.А., Лвсянников, В.Н. Синхронные машины / Ю.А. Макаричев, В.Н. Овсянников. – Самара: 2010. – 156 с.
- 40 Минко, А.Н. Неисправности систем охлаждения турбогенераторов. Современные рекомендации по ремонту энергосбережение: Энергетика. Энергоаудит. Выпуск №6 (88) / А.Н. Минко, Кобзарь К.А. – М.: 2011. – 8 с.

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		118

- 41 Плетнев, Г.П. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций / Г.П. Плетнев. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 344 с.
- 42 Родионов, В.Г. Энергетика: Проблемы настоящего и возможности будущего / В.Г. Родионов. - М.: Издательство «ЭНАС», 2010. – 352 с.
- 43 Трухний, А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.
- 44 Фокин, В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита / В.М. Фокин. - М.: Машиностроение, 2006. – 256 с.
- 45 Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. - М.: МЭИ, 2002. – 584 с.
- 46 Цветков, Ф.Ф. Тепломассообмен / Ф.Ф. Цветков, Б.А. Григорьев. - М.: Издательство МЭИ, 2005. – 550 с.
- 47 Щегляев, А.В. Паровые турбины / А.В. Щегляев. – М.: «Энергоатомиздат», 2000. – 385 с.
- 48 Яблоков, Л.Д. Паровые и газовые турбоустановки / Л.Д. Яблоков, И.Г. Логинов. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 352 с.

Интернет источники:

- 49 Краткая характеристика паровой турбины типа ПТ-60-130/13 - [http://www.ateffekt.ru/publ/turboustanovki/kratkaja\\_kharakteristika\\_parovoj\\_turbiny\\_tipa\\_pt\\_60\\_130\\_13/5-1-0-71](http://www.ateffekt.ru/publ/turboustanovki/kratkaja_kharakteristika_parovoj_turbiny_tipa_pt_60_130_13/5-1-0-71)
- 50 Министерство энергетики. Основные характеристики российской электроэнергетики - <http://minenergo.gov.ru/node/532>
- 51 ОАО «Фортум». История создания, стратегия, ценности - <http://www.fortum.com/countries/ru/about/oao-fortum/pages/default.aspx>
- 52 Системы охлаждения генераторов - [http://www.gigavat.com/generator\\_sistemi\\_ohlaghdeniya.php](http://www.gigavat.com/generator_sistemi_ohlaghdeniya.php)

					<b>13.04.01.2017.221.08.ПЗ ВКР</b>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		119