

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: 140101 Тепловые электрические станции
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ ТУРБИНЫ Т-100-130 СТ.№6 БИЙСКОЙ ТЭЦ ПУТЁМ ЗАМЕНЫ ЦВД

УДК 621.165-169-048.35.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Шевцов Владимир Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В.Н. Мартышев	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н.		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ка- федры автоматизации теплоэнергетических процессов	Ю.К. Атрошенко	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ка- федры атомных и теп- ловых электростанций	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Провести анализ эффективности использования действующей теплофикационной турбины Т-100-130 ст. №6 Бийской ТЭЦ. 2. Сформулировать цели и задачи проектирования. 3. Представить тепловую схему Бийской ТЭЦ с описанием основного и вспомогательного энергетического оборудования и их технической характеристики. 4. Представить проблемы использования и мероприятия, направленные на повышение надежности турбинной установки №6 Т-100-130. 5. Выполнить тепловой расчет проточной части модернизированной паровой турбины Т-100-130. 6. Обосновать технико-экономическую целесообразность проекта. 7. Проанализировать проектируемое оборудование, рабочие места на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить степень воздействия их на человека и природную среду. 8. Провести анализ полученных результатов проектирования, дать рекомендации по их практическому применению.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Тепловая схема Бийской ТЭЦ и турбинной установки Т-100-130. Конструкция и общий вид турбинной установки, характеристики и показатели работы. Структурная и функциональные схемы АСР КРУ в конденсаторе.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Введение	Ассистент каф. АТЭС Мартышев В.Н.
1. Анализ эффективности использования теплофикационной турбины Т-100-130	Ассистент каф. АТЭС Мартышев В.Н.
2. Тепловой расчет проточной части турбины Т-100-130	Ассистент каф. АТЭС Мартышев В.Н.
3. Финансовый менеджмент	Доцент кафедры менеджмента Фигурко А.А.

4.Выбор и проработка схем автоматики и КИП КРУ уровня в конденсаторе	Ст. преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов Атрошенко Ю.К.
5.Социальная ответственность	Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Сечин А.А.
Заключение	Ассистент каф. АТЭС Мартышев В.Н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
1. Анализ эффективности использования теплофикационной турбины Т-100-130	
2.Тепловой расчет проточной части турбины Т-100-130	
3.Финансовый менеджмент	
4.Выбор и проработка схем автоматики и КИП КРУ уровня в конденсаторе	
5.Социальная ответственность	
Заключение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры АТЭС	Мартышев Владимир Николаевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Шевцов Владимир Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	Электронного обучения
Направление подготовки (специальность)	140101 Тепловые электрические станции
Уровень образования	Специалист
Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Период выполнения	весенний семестр 2016 учебного года

Студенту:

Группа	ФИО
З-6302	Шевцов Владимир Владимирович

Тема работы:

Проект реконструкции турбины Т-100-130 ст. №6 Бийской ТЭЦ путем замены ЦВД	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	

Форма представления работы:

Дипломный проект (работа)
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<i>1. Описание рабочего места, машиниста-обходчика турбинного оборудования, на предмет возникновения:</i> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеопогода, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) <i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молние-защита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
Перечень расчётного и графического материала	Расчет зануления электрооборудования. Принципиальная схема зануления.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологий и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6302	Шевцов Владимир Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт	Электронного обучения
Направление подготовки (специальность)	140101 Тепловые электрические станции
Уровень образования	Специалист
Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Период выполнения	весенний семестр 2016 учебного года

Студенту:

Группа	ФИО
3-6302	Шевцов Владимир Владимирович

Тема работы:

Проект реконструкции турбины Т-100-130 ст. №6 Бийской ТЭЦ путем замены ЦВД	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	

Форма представления работы:

Дипломный проект (работа)
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	1. Капиталовложения на реконструкцию турбины на основе полученных ответов заводов-изготовителей (Согласно предварительным сводно-сметным расчетам завода-изготовителя). 2. Удельные расходы условного топлива, количество отпущенного тепла и электроэнергии (Согласно данным ПТО АО «Бийскэнерго») 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений (Согласно действующему Налоговому Кодексу РФ).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Капитальные затраты на реконструкцию турбины. 2. Эксплуатационные издержки до реконструкции станции, и при эксплуатации новой турбины. 3. Экономическая эффективность реконструкции турбины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6302	Шевцов Владимир Владимирович		

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	11
1.	АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ Т-100-130	12
	1.1 Краткая характеристика Бийской ТЭЦ-1, её тепловых и электрических нагрузок	12
	1.2 Анализ технического состояния основного оборудования ТЭЦ	19
	1.3 Варианты замены устаревшего оборудования	21
	1.4 Техничко-экономическое обоснование модернизации проточной части турбин Т-100-130	24
	1.5 Разработка варианта модернизации турбины	27
2.	ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ Т-100-130	34
	2.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки Т-110/120-130 на номинальный режим работы	34
	2.2 Сравнение показателей тепловой экономичности работы турбины до и после модернизации	54
3.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	59
4.	ВЫБОР И ПРОРАБОТКА СХЕМЫ АВТОМАТИКИ И КИП КРУ УРОВНЯ В КОНДЕНСАТОРЕ	65
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	99
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Спецификация приборов и средств автоматизации	

Графический материал:

ФЮРА. 693100.001 ТЗ

На отдельном

Тепловая схема Бийской ТЭЦ-1

листе А1

ФЮРА. 693100.002 ТЗ

На отдельном

Тепловая схема турбины Т-110/120-130

листе А1

ФЮРА. 693100.003 МЧ

На отдельном

Компоновка главного корпуса I-III очереди

листе А1

ФЮРА. 693100.004 ВО

На отдельном

Цилиндр высокого давления турбины Т-110/120-130.

листе А1

Продольный разрез

ФЮРА. 693100.004

На отдельном

Цилиндр высокого давления турбины Т-110/120-130.

листе А1

Поперечный разрез

ФЮРА.421000.001 С2

На отдельном

АСР уровня конденсата

листе А2

ФЮРА.421000.002 С2

На отдельном

АСР уровня конденсата

листе А2

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

РЕФЕРАТ

Дипломный проект 99 страниц, 18 рисунков, 18 таблиц, 11 источников, 3 приложений, 7 листов графического материала.

ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ЦИЛИНДР ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ, ПРОТОЧНАЯ ЧАСТЬ, СХЕМА АВТОМАТИКИ И КИПА.

Объектом исследования является турбина типа Т-100-130.

Цель работы – проект реконструкции турбины Т-100-130.

В процессе работы выполнен расчет тепловой схемы на номинальный режим, проектирование цилиндра высокого давления, технико-экономические расчеты.

В результате выполнения работы показана эффективность замены ЦВД турбины, замена позволяет снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии и тепла.

Технико-экономические расчеты показали высокую эффективность предлагаемой модернизации.

Пояснительная записка выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007, чертежи в графических редакторах Компас и Автокад.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Возросшая актуальность энергосбережения для нашей страны требует поиска новых энерготехнологий при одновременном повышении эффективности использования существующих генерирующих мощностей электростанций и паровых котельных, оборудование которых в значительной степени нуждается в реконструкции и замене.

Расчётный срок службы превышен более на 70 % турбин электростанций. Вопрос инвестиций в энергетику стоит остро и его значимость для отрасли будет нарастать год от года, так же как и выбор приоритетных направлений её развития. Одним из таких направлений должна стать реконструкция теплофикационных паротурбинных установок ТЭЦ, составляющих основу генерирующих мощностей энергосистемы. Так как теплофикация является одним из важнейших путей экономии топлива за счёт сокращения потерь тепла в конденсаторе с отработавшим паром, так как на ТЭЦ этот пар полностью (турбины с противодавлением) или частично (турбины с промышленными и теплофикационными отборами пара и конденсацией) отдаётся потребителям при необходимости для последних давлений.

Реконструкция теплофикационных паротурбинных установок может и должна ослабить нарастающий пресс в энергетической отрасли. Предпочтение здесь должно отдаваться наиболее эффективным техническим решениям, а не навязываемым извне конъюнктурным дорогостоящим программам.

Внедрение новейших технологий в энергетической отрасли позволит повысить эффективность использования теплофикационных паротурбинных установок не только за счёт прямой экономии топлива, но и вследствие повышения надёжности работы оборудования.

Бийская ТЭЦ-1 также требует комплексного подхода в вопросах реконструкции.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ Т-100-130

1.1 Краткая характеристика Бийской ТЭЦ-1, её тепловых и электрических нагрузок

Бийская ТЭЦ АО «Бийскэнерго» служит для обеспечения теплом и электроэнергией населения г.Бийска и его промышленных предприятий, а также предгорий Горного Алтая и других населенных пунктов Республики Алтай.

АО «Бийскэнерго» осуществляет деятельность по производству электрической энергии в географических границах второй ценовой зоны электрической энергии (Сибирь).

Установленная электрическая мощность станции 535 МВт, тепловая 1113,5 Гкал/ч. Основное топливо - кузнецкий каменный уголь, растопочное топливо - мазут.

Присоединенная тепловая нагрузка к ТЭЦ:

- в производственном паре 41 Гкал/ч; - в горячей воде 491,4 Гкал/ч.

Система теплоснабжения - открытая, температурный график 130/70°C. Присоединенная теплофикационная нагрузка ТЭЦ (по существующим договорам) с разбивкой по потребителям представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Присоединенная нагрузка ТЭЦ АО «Бийскэнерго»

Наименование организации	Присоединенная нагрузка
В производственном паре 8-13 ата	
ОАО «ФНПЦ «Алтай»	5,76 Гкал/ч
ЗАО «Алтайский бройлер»	5,76 Гкал/ч
ООО «Механический завод»	1,15 Гкал/ч
ООО СМУ «Стройэнерго»	0,37 Гкал/ч
ФКП «Бийский олеумный завод»	28,0 Гкал/ч
Итого	41,04 Гкал/ч
В горячей воде	
ФКП «Бийский олеумный завод»	28,0 Гкал/ч
ООО «Бийскэнерго Тепло Транзит»	463,42 Гкал/ч
В том числе ГВС	42,35 Гкал/ч
Итого	491,42 Гкал/ч

ТЭЦ АО «Бийскэнерго» - электростанция высокого давления с поперечными связями, имеющая в своем составе две группы оборудования - 90 кгс/см² и 130 кгс/см².

Ввод в эксплуатацию турбогенераторов и котлов производился в четыре очереди:

Первая очередь (турбины и котлы введены в эксплуатацию в 1957, 1958 г.г.), группа оборудования 90 кгс/см²:

- котлы ТП-170-100-510 (ст. №№ 1, 2, 3);
- турбогенератор ст. № 1: паровая турбина ПР-25-90, реконструированная на противодавление 1,2...2,5 кгс/см²; генератор ТВ-2-30-2;
- турбогенератор ст. № 2: паровая турбина Т-30-90, генератор ТВ-2-30-2.

Вторая очередь (турбины и котлы вводились в эксплуатацию с 1965 по 1971 г.г.), группа оборудования 130 кгс/см²:

- котлы: БКЗ-210-140 Ф (ст. №№ 4...9);
- турбогенератор ст. № 3: паровая турбина ПТ-50-130/13, генератор ТВФ-60-2;
- турбогенератор ст. № 4: паровая турбина ПТ-50-130/13, генератор ТВФ-60-2;
- турбогенератор ст. № 5: паровая турбина Т-50-130/2, генератор ТВФ-60-2.

Третья очередь (котлы БКЗ -210 вводились в эксплуатацию с 1971 по 1977 и с 1988 по 1990 г.г.- котлы ТПЕ-430А), группа оборудования 130 кгс/см²:

- котлы: БКЗ-210-140-7 (ст. №№ 10, 11, 12, 13);
- турбогенератор ст. № 6: паровая турбина Т-100/120-130-3, генератор ТВФ-120-2;

Четвертая очередь (оборудование введено в эксплуатацию в 1988... 1990, 2002 г.г.), группа оборудования 130 кгс/см²:

- котлы ТПЕ-430А ст. № 14...16
- турбогенератор ст. № 7: паровая турбина Т-110/120-130-4, генератор ТВФ-110-2ЕУЗ;
- турбогенератор ст. № 8: паровая турбина Т-110/120-130-5, генератор ТВФ-110-2ЕУЗ;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- турбогенератор ст. № 9 - паровая турбина Р-100-130/15 смонтирован, но не введен в эксплуатацию из-за отсутствия потребителей пара 15 кгс/см².

Основное топливо - кузнецкий каменный уголь, растопочное топливо - мазут.

В настоящее время АО "Бийскэнерго" на котлах ТЭЦ сжигает кузнецкие каменные угли марок "СС", "Т", а также промпродукты и шламы обогатительных фабрик. Наибольшая доля топливного баланса станции приходится на кузнецкие угли марки "СС" - около 90%.

Основные характеристики сжигаемого на ТЭЦ в 2014 - 2015 г.г. угля представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Основные характеристики угля ТЭЦ АО «Бийскэнерго»

Наименование	Обозначение	Размеры	Гарантийный состав
Низшая теплота сгорания	Q^p_n	ккал/кг	5118
Зольность	A^p	%	19,97
Влажность	W^p	%	11,35
Выход летучих на горючую массу	V^r	%	29,7

В качестве растопочного топлива на Бийской ТЭЦ используется мазут с теплотой сгорания 9743 ккал/кг.

Доставка топлива на станцию осуществляется железнодорожным транспортом - уголь в открытых полувагонах, мазут в цистернах.

В турбинном отделении I очереди АО "Бийскэнерго" установлены две турбины ПТ-25-90/10 ст. № 1 и Т-30-90 ст. № 2, пар на которые подается через РОУ 140/100. Обе турбины в настоящее время имеют большую наработку и прошли не одну ремонтную кампанию, претерпели ряд реконструкций и модернизаций.

Турбина ПТ-25-90/10 ст. № 1 продолжает эксплуатироваться по причине работы на ГРУ 6 кВ, т.к. в случае отключения турбоагрегатов типа ПТ-50-130/13 ст. № 3, 4 ГРУ 6 кВ не сможет держать номинальное напряжение.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Турбина типа ПТ-25-90 ст. № 1 УТМЗ (принято обозначение ПР-25-90/10/1,2 с 1987г.) с регулируемым производственным и теплофикационным отборами, номинальной мощностью 25 МВт с частотой вращения 50 с^{-1} предназначена для непосредственного привода генератора 3-х фазного тока типа ТВ2-30-2, отпуска пара и тепла для нужд производства и отопления.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см^290
- температура свежего пара, $^{\circ}\text{C}$500
- номинальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....240
- расход свежего пара на турбину при работе без ПВД, т/ч.....210
- давление пара в камере П-отбора, кгс/см^28 -13
- давление пара в камере Т-отбора, кгс/см^21,2 - 2,5

В 1987 году проведена реконструкция ТГ № 1 с организацией противо-давления. При номинальных параметрах свежего пара максимальные величины отборов составляют:

- производственного - 100 т/ч;
- в противодавление - 160 т/ч (при работе по тепловому графику).

Паровая турбина типа Т-30-90 ст.№ 2 ЛМЗ с регулируемым теплофикационным отбором и конденсацией отработавшего пара, номинальной мощностью 30 МВт, частотой вращения 50 с^{-1} предназначена для непосредственного привода генератора 3-фазного тока типа ТВ2-30-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см^290
- температура свежего пара, $^{\circ}\text{C}$500
- максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....200
- давление пара в камере Т-отбора, кгс/см^21,2 - 2,5
- номинальное давление отработавшего пара в конденсаторе0,075

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Конденсатор турбоагрегата типа 25КЦС-7 двухходовой, площадь общей поверхности охлаждения 1750 м^2 , номинальным расходом охлаждающей воды $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Оборудование котельного отделения II-IV очереди 130 кгс/см^2 .

Котел ст. № 4-13 БКЗ-210-140 Барнаульского котельного завода однобарабанный, вертикально-водотрубный, П-образной компоновки, при твердом шлакоудалении был спроектирован для сжигания кузнецкого каменного угля марок "СС" и "Т" первой группы окисленности на следующие основные параметры:

- паропроизводительность, т/ч - 210;
- давление перегретого пара, кгс/см^2 - 140;
- температура перегретого пара, $^{\circ}\text{C}$ - 560;
- температура питательной воды, $^{\circ}\text{C}$ - 230;
- давление пара в барабане, кгс/см^2 - 152...159.

Котел ст. № 14-16 типа Е-500-13,8-560 КТ однобарабанный, вертикально-водотрубный, П-образной компоновки, с естественной циркуляцией предназначенный для получения перегретого пара при сжигании кузнецкого угля марки "СС" первой группы окисленности.

- паропроизводительность, т/ч - 500;
- давление перегретого пара, кгс/см^2 - 140;
- температура перегретого пара, $^{\circ}\text{C}$ - 560;
- температура питательной воды, $^{\circ}\text{C}$ - 230;

Компоновка котла выполнена по П-образной схеме и состоит из топочной камеры и опускного газохода, соединенных в верхней части горизонтальным газоходом. Топочная камера открытого типа с твердым шлакоудалением.

Оборудование турбинного отделения II-IV очереди 130 кгс/см^2 .

Турбина типа ПТ-50-130/13 ст.№ 3, 4 ОАО «ЛМЗ» конденсационная с регулируемым производственным и теплофикационным отборами, номинальной мощностью 50 МВт , с частотой вращения 50 с^{-1} предназначена для непо-

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

средственного привода генератора 3-х фазного тока типа ТФ-60-2, отпуска пара и тепла для нужд производства и отопления.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см².....130
- температура свежего пара, °С.....555
- максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....386
- давление пара в камере П-отбора, кгс/см².....10-16
- давление пара в камере Т-отбора, кгс/см².....1,2-2,5
- номинальное давление отработавшего пара в конденсаторе турбины при $G_{ЦВ}=8000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $t_{1В}=20^\circ\text{C}$, кгс/см².....0,04

При номинальных параметрах свежего пара, полностью включенной регенерации, количестве питательной воды проходящей через ПВД равном расходу свежего пара, питании деаэратора от турбины максимальные отборы составляют (т/ч):

- производственный при $P_{П} = 13 \text{ кгс/см}^2$, $G_{ПТ} = 0$, т/ч.....230
- теплофикационный при $P_{Т} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$, $G_{ПТ} = 0$, т/ч.....180.

Теплофикационная паровая турбина Т-50-130 ст. № 5 с двумя отопительными отборами пара, номинальной мощностью 50 МВт изготовлена ОАО «Турбомоторный завод» и предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВ-60-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см².....130
- температура свежего пара, °С.....555
- максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....265
- давление пара в камере верхнего Т-отбора, кгс/см².....0,6-2,5
- давление пара в камере нижнего Т-отбора, кгс/см².....0,5-2,0
- номинальное давление отработавшего пара в конденсаторе турбины при $G_{ЦВ}=7000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $t_{1В}=20^\circ\text{C}$, кгс/см².....0,05.

Номинальная тепловая нагрузка 95 Гкал/ч, максимальная 100 Гкал/ч.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Теплофикационная паровая турбина типа Т-100/120-130 (Т-110/120-130) ст. № 6-8 с двумя отопительными отборами пара, номинальной мощностью ПО МВт изготовлена ОАО «Турбомоторный завод» и предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 и отпуска тепла для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см².....130
- температура свежего пара, °С.....555
- максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....485
- давление пара в камере верхнего Т-отбора, кгс/см².....0,6 - 2,5
- давление пара в камере нижнего Т-отбора, кгс/см².....0,5-2,0
- номинальное давление отработавшего пара в конденсаторе турбины при $G_{ЦВ}=16000\text{ м}^3/\text{ч}$, $t_{1В}=20^\circ\text{С}$, кгс/см².....0,05.

Номинальная тепловая нагрузка 175 Гкал/ч, максимальная 184 Гкал/ч.

Турбина типа Р-100-130/15 ст.№ 9 - паровая турбина с регулируемым противодавлением, одноцилиндровая, с двумя нерегулируемыми отборами для регенерации.

Турбина рассчитана для работы при номинальных параметрах:

- давление свежего пара, кгс/см².....130
- температура свежего пара, °С.....555
- максимальный расход свежего пара на турбину, т/ч.....760
- давление отработанного пара, кгс/см².....10-16

В настоящий момент турбоагрегат практически полностью смонтирован, но не введен в эксплуатацию из-за отсутствия потребителей пара 15 кгс/см².

ТЭЦ-1 АО «Бийскэнерго» представляет собой станцию с поперечными связями по воде и пару. Основное оборудование подразделяется на две группы: оборудование группы 90 кгс/см² и группы 130 кгс/см².

Котлоагрегаты ст. №1-3 и турбоагрегаты ст.№1,2 относятся к 1 группе, КА ст. №4-16 и ТА ст. №3-8 - ко второй группе. Связи между группами оборудования осуществляются по главным паропроводам через редукционно-

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

охладительные установки РОУ-140/100, коллекторам питательной воды, сетевым трубопроводам, коллекторам пара 1,2 и 8-13 кгс/см². Все коллекторы имеют возможность секционирования.

Установленная электрическая мощность станции 535 МВт, тепловая 1113,5 Гкал/ч.

Присоединенная тепловая нагрузка к ТЭЦ:

- в производственном паре 41 Гкал/ч;
- в горячей воде 491,4 Гкал/ч.

Система теплоснабжения открытая, температурный график 130/70°C.

Таблица 1.3 - Показатели Бийской ТЭЦ

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год
Установленная мощность:			
- электрическая, МВт	535	535	535
- тепловая, Гкал	1113,5	1113,5	1113,5
Выработка электроэнергии, тыс.кВт·ч	2067691	2512269	2561663
- в т.ч. по теплофикационному циклу, тыс.кВт·ч (%)	852646 (41,2)	875689 (34,9)	769408 (30,0)
- в т.ч. по конденсационному циклу, тыс.кВт·ч (%)	1215045 (58,8)	1636571 (65,1)	1792255 (70,0)
Отпуск тепла, Гкал	1909317	1972271	1703920
в т.ч. производственным паром, Гкал	99389	128989	104608
горячей водой, Гкал	1809928	1843282	1599312
Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/кВт·ч	372,2	384,4	374,1
Удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал	154,4	159,1	158,0

1.2 Анализ технического состояния основного оборудования ТЭЦ

На настоящий момент основное оборудование ТЭЦ ресурс свой не выработало. Котлоагрегаты I - III очереди выработали свой парковый ресурс на 50 - 70%, котлоагрегаты IV очереди на 10 - 30%.

Не смотря на это котлы ст.№ 1-6, ст.№ 8,9 в настоящее время не эксплуатируются, для включения их в работу требуется проведение существенных ремонтно-восстановительных работ.

Турбоагрегаты ст.№ 1,3,4,6 выработали свой парковый ресурс, но находятся в работе за счет проведения своевременного технического диагностирования и продления индивидуального ресурса (сверх паркового).

Остальные турбогенераторы (за исключением ТА ст.№9) выработали свой ресурс на 50-80%.

В таблице 1.4 представлены данные по наработке основного оборудования (котлоагрегаты, турбоагрегаты) по состоянию на 01.01.2016г.

Таблица 1.4 – Состояние парка основного оборудования ТЭЦ

Наименование оборудования	Число наработанных часов на 01.01.2016г.	Расчетный парковый ресурс	Остаточный ресурс
Котел № 1	154 062	250 000	95 938
Котел № 2	156 601	250 000	93 399
Котел № 3	163 322	250 000	86 678
Котел № 4	179 630	300 000	120 370
Котел № 5	155 267	300 000	144 733
Котел № 6	169 975	300 000	130 025
Котел № 7	220 868	300 000	79 132
Котел № 8	165 839	300 000	134 161
Котел № 9	132 939	300 000	167 061
Котел № 10	196 255	300 000	103 745
Котел № 11	196 579	300 000	103 421
Котел № 12	181 610	300 000	118 390
Котел № 13	181 369	300 000	118 631
Котел № 14	96 709	300 000	203 291
Котел № 15	90 086	300 000	209 914
Котел № 16	51 518	300 000	248 482
Турбина № 1	326 732	365 140	38 408
Турбина № 2	219 954	270 000	50 046
Турбина № 3	289 031	311 905	22 874
Турбина № 4	256 122	268 000	11 878
Турбина № 5	193 451	220 000	26 549
Турбина № 6	265 380	285 315	19 935
Турбина № 7	122 034	220 000	97 966
Турбина № 8	119 049	220 000	100 951

Турбинное оборудование I-II очередей выводится по следующему графику:

- ТА ст.№1 – с 01.01.2014г. (согласно Приказу Минэнерго РФ №430 от 07.09.2010 в посл. ред. Приказа Минэнерго РФ от 27.06.2011 №245);
- ТА ст.№2 – с 01.01.2014г. (согласно Приказу Минэнерго РФ №430 от 07.09.2010 в посл. ред. Приказа Минэнерго РФ от 27.06.2011 №245);
- ТА ст.№3 – с 01.01.2017г. (по исчерпанию индивидуального ресурса по данным ОАО «Бийскэнерго»);
- ТА ст.№4 – с 01.01.2016г. (по исчерпанию индивидуального ресурса по данным ОАО «Бийскэнерго»);
- ТА ст.№6 – с 01.01.2017г. (по исчерпанию индивидуального ресурса по данным ОАО «Бийскэнерго»).

1.3 Варианты замены устаревшего оборудования

Турбины ПР-25-90/10 ст.№1 и Т-30/35-90 ст.№2

С учетом состояния котлов №1-3 и планируемого вывода из эксплуатации 1-й очереди оборудования, рассчитанной на начальные параметры $P_0 = 90$ ата и $t_0 = 535$ °С, предлагается демонтаж турбоустановок ст.№№ 1,2 с установкой в освободившиеся ячейки приключенных турбин, работающих на паре из станционного коллектора 13-16 ата: одной турбины типа К-110-1,6 либо двух турбин типа Т-30/50-1,28 или К-50-1,6.

Данное решение позволит загрузить простаивающую турбину Р-102-130/15-2 ст.№9, увеличить мощность ТЭЦ на 200 МВт и, при необходимости, получить дополнительную тепловую мощность.

Турбины ПТ-50-130/13 ст.№3,4

Турбины выработали парковый ресурс.

Предлагается выполнить реконструкцию турбин с восстановлением ресурса путем замены высокотемпературных узлов с одновременным повышением технико-экономических характеристик до современного уровня за счет модернизации ЦНД и применения современных технических решений.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

При реконструкции турбины ЦВД в сборе возможна замена новым, рассчитанным на максимальный расход свежего пара 396 т/ч, устанавливаемым оппозитно к ЦНД.

Модернизация ЦНД позволяет увеличить пропускную способность проточной части СД и использовать неостребованный производственный пар.

В результате реконструкции, с учетом сохранения конденсатора и сетевых подогревателей, достигается:

- новый ресурс турбины 220 000 часов;
- максимальная мощность 96 МВт при установке ЦВД, рассчитанного на расход 396 т/ч, 105 МВт – при установке ЦВД, рассчитанного на расход 470 т/ч;
- максимальная тепловая нагрузка 100 Гкал/ч;
- повышение технико-экономических показателей за счет применения современных технических решений.

Турбина Т-50-130 ст.№5

Турбина Т-50-130 не отработала парковый ресурс, но частично разуконплектована и долго находилась в простое без консервации.

Возможны два варианта действий, отличающихся объемом работ в основном по ЦВД.

Первый вариант ограничивается ревизией проточной части ЦВД, которая необходима из-за длительного простоя турбины без консервации.

Второй вариант предполагает замену проточной части высокого и частично среднего давления с целью увеличения пропускной способности до 300 т/ч и соответственно номинальной мощности до 60 МВт.

Независимо от принятого варианта необходимо выполнить следующий объем работ, разработанный по результатам дефектации проточной части низкого давления:

- заводской ремонт РНД с восстановлением облопачивания 24-й и 25-й ступеней и проточкой ПКУ;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- заводской ремонт обойм №№ 2,3,4,5, направляющего аппарата, диафрагм 11-16-й ступеней;
- доукомплектация ЦНД турбины следующими узлами: специальными кольцами ПКУ (в связи с проточкой ПКУ ротора НД), регулирующей диафрагмой НД в сборе с поворотным кольцом, диафрагмой 25 ступени с комплектующими, сервомотором НД, рычагами сервомотора и поворотного кольца регулирующей диафрагмы НД.

Турбина Т-100/120-130-3 ст.№6

Турбина выработала парковый ресурс.

Предлагается выполнить реконструкцию турбины с заменой ЦВД в сборе новым, имеющим оптимизированную проточную часть, одновенечную регулируемую ступень и сотовые уплотнения. В объем реконструкции также входит:

- замена стопорного клапана;
- замена пароперепускных труб высокого давления;
- замена трубопроводов, подсоединенных к ЦВД;
- установка нового КРУ;
- установка модернизированных упорных колодок.

В ЦСД с целью повышения экономичности предлагается выполнить модернизацию уплотнений с переходом на сотовые уплотнения.

В ЦНД необходим капитальный ремонт ротора с полной разборкой и контролем вала в том числе в канавках под упорные кольца, дисков по шпоночным пазам и ободу, лопаток.

В ЦНД могут быть реализованы противоэрозионные мероприятия с организацией системы влагоудаления и выполнением конструктивных элементов, способствующих дроблению пленочной и крупнодисперсной влаги.

С целью повышения экономичности предлагается модернизировать регулирующие диафрагмы 24-й и 26-й ступеней путем их уплотнения с одновременной установкой кольцевой системы охлаждения выхлопа.

В результате реконструкции достигается:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- новый ресурс турбины 220 000 часов;
- увеличение расхода пара до 520 т/ч;
- увеличение номинальной мощности до 123 МВт, максимальной – до 130 МВт;
- увеличение максимальной тепловой нагрузки до 197 Гкал/ч.

1.4 Технико-экономическое обоснование модернизации проточной части турбин Т-100-130

Перспективные электрические нагрузки Бийской ТЭЦ принимаются на основании следующих документов:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015-2017 годы;
- Комплексная программа социально-экономического развития города Бийск на 2008-2017 годы;
- Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года разработанные ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

Выработка электроэнергии, средняя и максимальная мощности Бийской ТЭЦ за 2015г. представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Показатели ТЭЦ в 2015г.

Число часов	Период	Выработка ЭЭ, тыс.кВт·ч	Максимальная нагрузка, МВт	Средняя нагрузка, МВт
744	январь	309082	441,4	415
672	февраль	173880		259
744	март	249975		336
720	апрель	182053		253
744	май	184223		248
720	июнь	161297		224
744	июль	159881		215
744	август	163957		220
720	сентябрь	160287		223
744	октябрь	214765		289
720	ноябрь	282042		392
744	декабрь	320221		430
8760	Год	2561663		291

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Прогноз электропотребления энергосистемы Алтайского края и республики Алтай на перспективу до 2030 г. в соответствии с Генеральной схемой и Прогнозами электропотребления представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Баланс мощности и энергии ЭС Алтайского края с учетом вводимых и выводимых мощностей (данные Сценарных условий)

Показатель	Факт		Прогноз									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030
Потребление электроэнергии, млрд.кВт·ч	10,86	11,29	11,47	11,66	11,86	12,08	12,32	12,68	13,14	13,57	15,68	17,56
Покрывание, млрд.кВт·ч	7,29	7,06	6,92	6,91	6,95	7,06	8,99	8,99	10,65	10,88	11,1	11,1
Дефицит (-), млрд.кВт·ч	-3,56	-4,23	-4,55	-4,75	-4,91	-5,02	-3,34	-3,69	-2,49	-2,69	-4,58	-6,46
Потребность в мощности, МВт	2033	2065	2098	2133	2169	2210	2253	2319	2403	2481	2868	3212
Покрывание (установленная мощность), МВт	1683	1683	1707	1707	1707	2037	2037	2037	2367	2517	2428	2428
Дефицит мощности (-), МВт	-350	-382	-391	-426	-462	-173	-216	-281	-36	-64	-440	-783

Все показатели в таблице представлены с учетом ввода/вывода оборудования (см. таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Ввод в эксплуатацию/вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Алтайской ЭС

Электростанция	Объект генерации	Мощность объекта генерации, вводимого(+)/ выводимого(-) в период 2011-2015гг.	Мощность объекта генерации, вводимого(+)/ выводимого(-) в период 2016-2020гг.	Мощность объекта генерации, вводимого(+)/ выводимого(-) в период 2021-2030гг.
Барнаульская ТЭЦ-2				
- ввод в эксплуатацию	2×Т-55-130	+ 110		
- вывод из эксплуатации	Р-25-130			-25
	2×Т-55-130	-110		
Барнаульская ТЭЦ-1				
- вывод из эксплуатации	Т-10-29			-10
	Р-4-29			-4
МГЭС «Чибит»				
- ввод в эксплуатацию	Агрегаты малых ГЭС	+24		
Алтайская КЭС				
- ввод в эксплуатацию	2×К-330-300		+ 660	
Малые ГЭС Алтайской ЭС				
- ввод в эксплуатацию	Агрегаты малых ГЭС		+ 50	+ 50
Итого за период увеличения установленной мощности, МВт		+ 24	+ 710	+ 11

Анализ представленных балансов показывает, что в перспективе в Алтайской ЭС сохранится существенный дефицит электроэнергии и мощности для рассматриваемых сценариев развития энергосистемы.

Производство электроэнергии в соответствии с Программой развития г.Бийска представлено в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Прогнозные значения производства электроэнергии Бийской ТЭЦ в соответствии (данные Программы развития г.Бийска)

Показатель	Факт		Прогноз				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Производство электроэнергии, млн.кВт·ч	2710	2740	2780	2780	2795	2812	2825

В настоящей работе предлагается в качестве перспективных нагрузок Бийской ТЭЦ принять следующие нагрузки:

- в период с 2012г. по 2017г. - в соответствии с Программой развития г.Бийска (таблица 1.6);
- в период с 2017г. по 2030 г. - пропорционально изменению дефицита электроэнергии в ЭС Алтайского края и республики Алтай (таблица 1.5);
- в период с 2030г. до горизонта рассмотрения проекта существенный рост электропотребления не планируется, нагрузки ТЭЦ остаются на уровне нагрузок 2030г. (принимается допущение в связи с отсутствием каких-либо прогнозных данных).

Полученные перспективные значения выработки электроэнергии, средней и максимальной мощности Бийской ТЭЦ представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Перспективные нагрузки Бийской ТЭЦ

Показатель	Факт		Прогноз									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030
Выработка ЭЭ, млн.кВт·ч	2710	2740	2780	2780	2795	2812	2825	2656	1788	1934	3293	4645
Средняя мощность, МВт	292	297	302	307	312	318	324	303	204	221	376	530
Макс. мощность, МВт	441	448	456	463	471	480	490	458	308	333	567	800

В период с 2011г. по 2017г. прогнозируется плавный рост нагрузок Бийской ТЭЦ, в связи с увеличением дефицита электроэнергии в Алтайской ЭС.

В период с 2018г. по 2020г. прогнозируется снижение конденсационной выработки электроэнергии ТЭЦ, что связано с вводом в работу Алтайской КЭС. После 2020г. прогнозируется существенный рост потребностей в электроэнергии региона, конденсационные нагрузки станции будут вновь востребованы. Потребность в мощности ТЭЦ, превышающей 535 МВт, возникнет только в 2024г.

Выводы: Согласно полученным прогнозным данным проведение модернизации Бийской ТЭЦ с увеличением установленной мощности станции будет востребовано только в 2024г. и будет целесообразно при проведении технического перевооружения турбин 3-й очереди, ресурс которых к этому времени будет выработан.

В настоящей работе предполагается рассмотрение вариантов модернизации ТЭЦ без существенного увеличения мощности. Одним из вариантов будет реконструкция турбины Т-100-130, который будет рассмотрен в данной дипломной работе.

1.5 Разработка варианта модернизации турбины

Цель реконструкции

Целью реконструкции является восстановление ресурса турбины, продление срока эксплуатации на 220000 часов с повышением технико-экономических показателей путем внедрения мероприятий, позволяющих повысить мощность, экономичность, надежность, маневренность турбоагрегата.

Указанная цель достигается путем замены отработавших ресурс высокотемпературных узлов и деталей турбины, проведения модернизации и расширенного капитального ремонта низкотемпературных узлов, применения современных методов проектирования и технических решений.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Цилиндр высокого давления

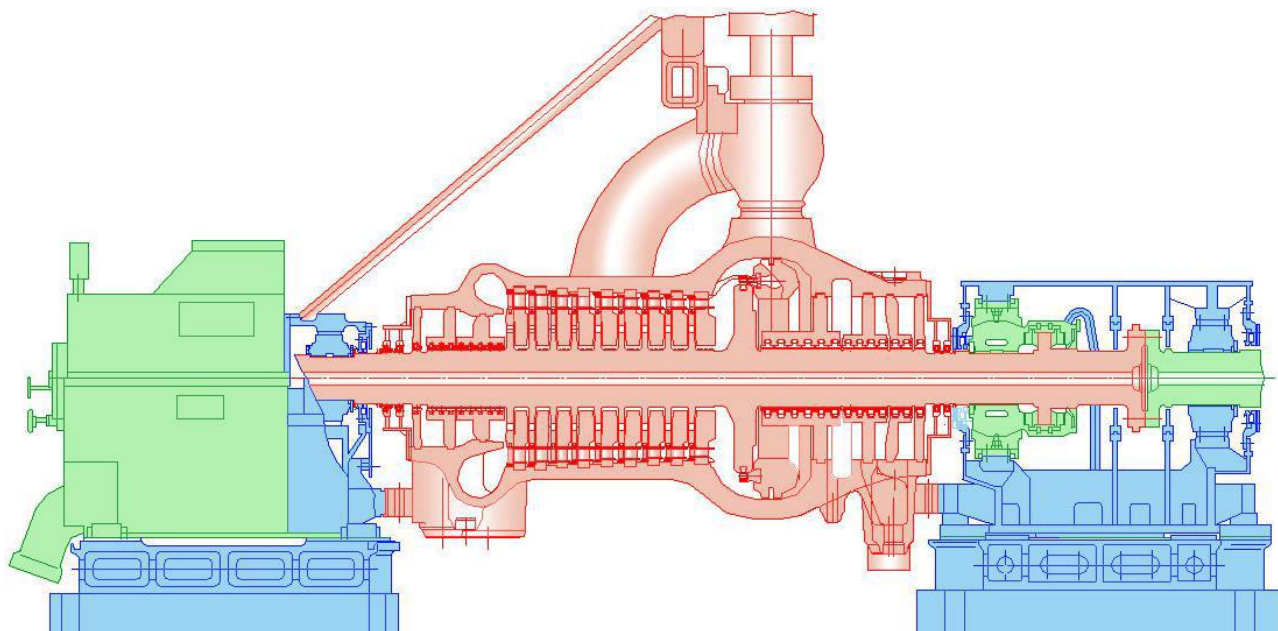


Рисунок 1.1 – Цилиндр высокого давления после модернизации (синий цвет – используемые узлы и детали, зеленый цвет – ремонт и модернизация, красный цвет – вновь изготавливаемые узлы и детали)

Реконструкцией турбины Т-100-130 предусмотрена замена ЦВД в сборе. Новый ЦВД будет иметь:

- одновенечную регулируемую ступень;
- оптимизированную проточную часть;
- сотовые или осерадиальные надбандажные уплотнения;
- сотовые диафрагменные и концевые уплотнения;
- систему обогрева фланцев и шпилек с подачей пара в обнизку горизонтально-го разъема цилиндра.

При необходимости может быть организован дополнительный нерегулируемый отбор пара на собственные нужды из перепускных труб ЦВД-ЦСД с расходом до 70 т/ч.

Парораспределение ВД

Регулирующие клапаны ЦВД и КРУ заменяются новыми модернизированными. Модернизированные регулирующие клапаны имеют следующие особенности:

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- перфорационные отверстия на нижней образующей профиля чашки клапана и внутренняя демпферная камера в чашке клапана способствуют выравниванию нестационарных и неравномерных полей давления под нижней поверхностью чашки клапана и уменьшению вибрационных нагрузок на шток;
- новое конструктивное исполнение резьбового соединения штока с втулкой позволяет более равномерно распределить напряжения по всей длине резьбовой части штока;
- новый узел крепления втулки к рамке позволяет при сборке иметь гарантированные зазоры в шарнирном соединении штока с рамкой;
- стальная колонка клапана в сварном исполнении исключает зависание клапана вследствие «роста чугуна»;
- более высокая технологичность сборочных операций повышает ремонтпригодность.

Модернизированное КРУ имеет:

- усиленную, существенно более жесткую кулачковую раму, резко уменьшающую деформацию системы;
- увеличенный диаметр кулачкового распределительного вала для уменьшения его прогибов и закрутки;
- сектор и шестерню больших диаметров, что значительно уменьшает контактные напряжения в зубьях;
- сектор с дополнительным «ухом» для соединения с тягой сервомотора и шестерню с дополнительным шпоночным пазом, что позволяет продлить срок службы сектора и шестерни в 2 раза за счет возможности их разворота на 180° по мере износа;
- подшипники скольжения кулачкового распределительного вала с МФЛ в качестве антифрикционного материала;
- подрезанную крутую часть рабочей поверхности кулаков для уменьшения нагрузки на ролики, подшипники, распределительный вал и раму;

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- стаканы с горизонтальным разъемом, что позволит обслуживать подшипники, не разбирая кулачковый вал, значительно уменьшая тем самым время на ревизию КРУ.

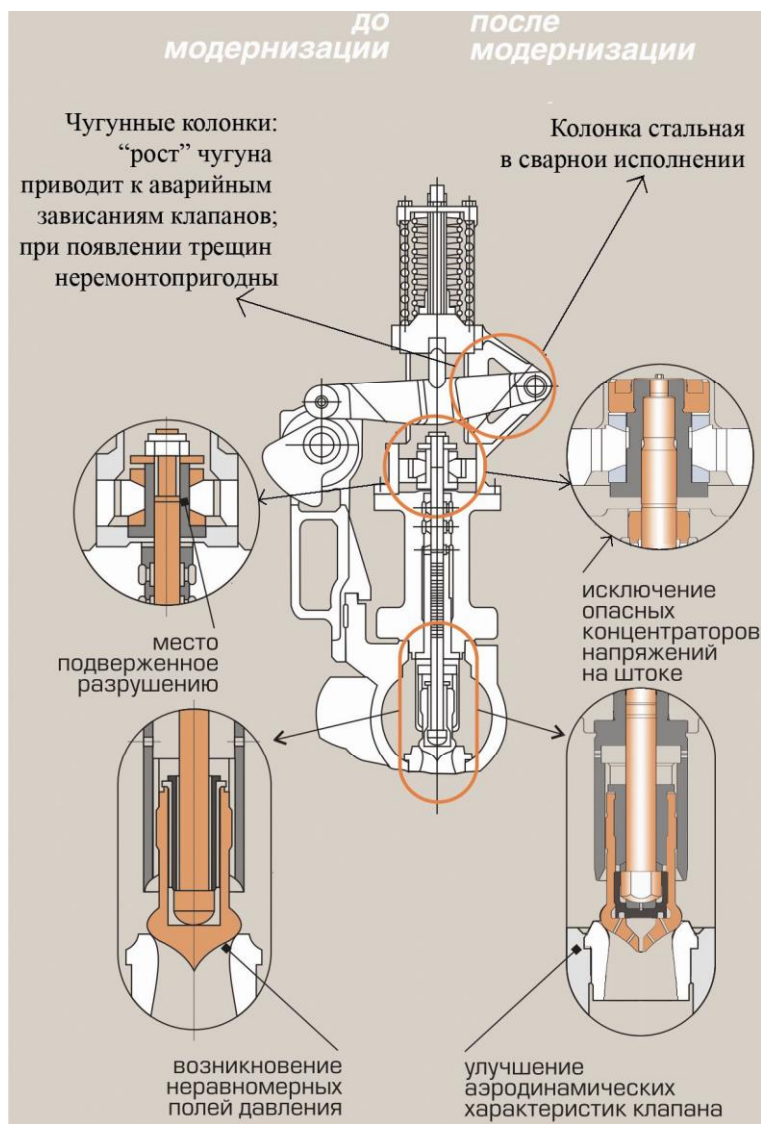


Рис. 1.2 Конструктивные особенности модернизированного регулирующего клапана турбины Т-100-130

Стопорный клапан

Стопорный клапан заменяется новым.

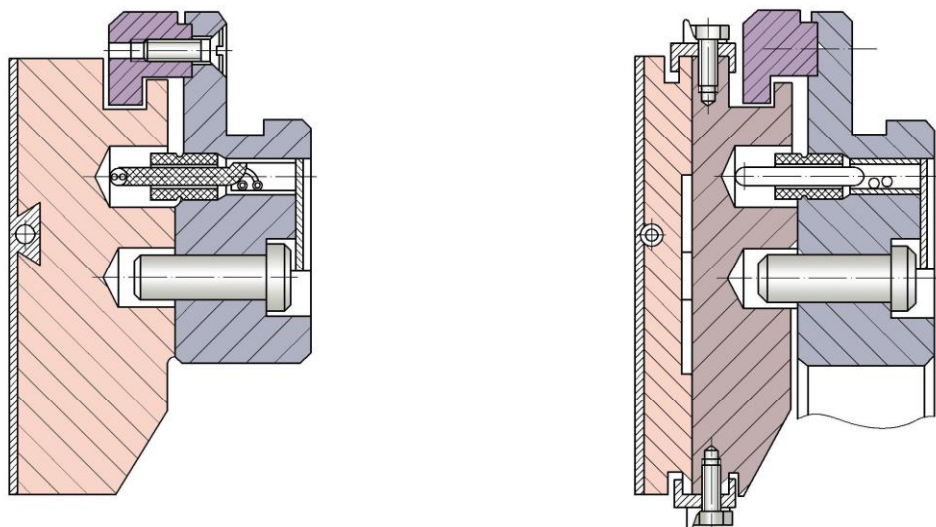
Трубопроводы ЦВД

В связи с изменением пространственного положения ЦВД подлежат замене все трубопроводы, присоединяемые к цилиндру. В том числе перепускные

трубы ВД (от стопорного клапана до ЦВД) заменяются новыми, рассчитанными на ресурс 200 000 часов.

Подшипники турбины

Упорные колодки опорно-упорного подшипника заменяются новыми модернизированными упорными колодками с повышенной несущей способностью. Увеличение несущей способности достигается за счет снижения тепловых и силовых деформаций упорных колодок, которое обеспечивается принудительным охлаждением маслом наиболее нагретой части упорных колодок и применением стального несущего основания.



Исходная конструкция
упорной колодки

Конструкция модернизированной
упорной колодки

Рис. 1.3 Конструкция штатных и модернизированных упорных колодок
опорно-упорного подшипника турбины Т-100-130

Цилиндр среднего давления

При реконструкции турбины проводится расширенный ремонт ЦСД, включающий:

- контроль и ремонт РСД с полной разборкой и механической обработкой вала и рабочих колес с целью снятия слоя металла с накопленной поврежденностью;
- контроль и ремонт статорных узлов (корпуса ЦСД, обойм, диафрагм).

В зависимости от фактического состояния узлов и деталей ЦСД может быть реализован вариант с заменой РСД, обойм и диафрагм новыми модернизированными.

Модернизированный РСД будет иметь усиленные диски и рабочие лопатки 15-й, 20-й, 22-й ступеней, рабочие лопатки 18-23-й ступеней с антикоррозионным покрытием, рабочие колеса 18-23-й ступеней с упрочнением и торцевыми шпоночными пазами.

Новые диафрагмы будут иметь сварную конструкцию и стальные, вместо чугунных, обод и тело.

Надбандажные уплотнения 10...16-й ступеней выполняются осерадиальными либо сотовыми, концевые и диафрагменные уплотнения первых шести ступеней ЦСД – сотовой конструкции.

Цилиндр низкого давления

В рамках реконструкции турбины проводится расширенный ремонт ЦНД. Выполняются следующие мероприятия:

- контроль и ремонт РНД с полной разборкой и механической обработкой вала и насадных деталей;
- дефектация и ремонт статорных узлов.

С целью повышения экономичности турбины за счет уменьшения пропуска пара в конденсатор при работе по тепловому графику рекомендуется выполнить модернизацию регулирующих диафрагм 24-й и 26-й ступеней путем их уплотнения. Применение плотных регулирующих диафрагм позволяет увеличить тепловую нагрузку на 3-6 Гкал/ч.

Одновременно с уплотнением регуливающей диафрагмы рекомендуется установка кольцевой системы охлаждения выхлопа.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В ЧНД предлагается выполнить противозерозионные мероприятия.

Результаты реконструкции турбины Т-100-130

В результате реконструкции достигается:

- новый ресурс турбины 220 000 часов;
- повышение технико-экономических показателей за счет применения современных методов проектирования и современных технических решений;
- увеличение пропускной способности ЦВД до 520 т/ч;
- повышение номинальной мощности до 123 МВт, максимальной – до 130 МВт.

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ Т-100-130

2.1 Расчет тепловой схемы турбоустановки Т-110/120-130 на номинальный режим работы

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Сравнение показателей тепловой экономичности работы
турбины до и после реконструкции

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ВЫБОР И ПРОРАБОТКА СХЕМЫ АВТОМАТИКИ И
КИП УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

					ФЮРА 693100.001.ПЗ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Рисунок А.1 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-110/120-130

ФОРМА 693100.001.ПЗ

Плоск
100

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА 693100.001.ПЗ				Лист
									139

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ЗАКАЗНАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗА-
ЦИИ