

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

На правах рукописи



БУБНОВ Кирилл Николаевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ
ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ТЭС
НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Специальность: 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы
(технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

**доктор технических наук, профессор
Жуков Владимир Павлович**

Иваново – 2024

Реферат

Диссертация 206 стр., 63 рис., 33 табл., 230 библ.

Тепловая электростанция, паротурбинная установка, регенеративный подогреватель, техническое состояние энергетического оборудования, матричная формализация, математическая модель, диагностика технического состояния, обратная задача диагностики, энергетические характеристики.

Объектом исследования являются паровая турбина и вспомогательное теплообменное оборудование, входящие в состав ПТУ ТЭС.

Цель диссертационной работы заключается в совершенствовании эксплуатации оборудования ТЭС за счет разработки и реализации алгоритмов диагностики технического состояния паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ на основе их математических моделей.

В работе выполнен анализ современного состояния технического обслуживания энергетического оборудования ТЭС. Разработаны математические модели изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя, а также продемонстрирована их адекватность. Выполнена постановка и получено решение обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя, реализованное в виде алгоритма мониторинга и диагностики технического состояния. Проведены обработка и анализ результатов экспериментальных исследований состояния основного и вспомогательного оборудования действующих объектов энергетики. Предложенные модели и алгоритмы использованы при разработке программных комплексов и модулей, защищенных свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИНДЕКСЫ И СОКРАЩЕНИЯ

Обозначения величин

A^{-1}	– матрица, обратная матрице A ;
e^a	– $\exp(a)$ – экспонента a ;
F	– площадь, m^2 ;
G	– массовый расход, kg/s ;
K	– коэффициент теплопередачи, $W/(m^2 \cdot K)$;
N	– мощность, W ;
p	– давление, Pa ;
q	– удельный расход тепловой энергии, $kcal/(kW \cdot ч)$;
Q	– количество теплоты в секунду, W ;
t	– температура, $^{\circ}C$;
η	– КПД;
θ	– расчетный комплекс, характеризующий пропускную способность отсека турбины;
τ	– время, $s, ч$;
φ	– относительная площадь проходного сечения турбинной решетки.

Индексы

бр	– брутто;
вх	– входной;
вых	– выходной;
др	– дренаж;
зан	– занесенный;
исх	– исходный;
изэ	– изоэнтروпийный;
к	– конечный;
к.г.п	– конденсат греющего пара;
кор	– корытце лопатки;
м	– механический;
о	– расчетный; номинальный;
о i	– относительный внутренний;
отб	– отбор;
п.в	– питательная вода;
п.о	– производственный отбор;
п.п	– промежуточный пароперегреватель;
пк	– паровой котел;
пн	– питательный насос;
р	– рабочая лопатка;

р.ст	– регулирующая ступень;
расч	– расчет;
с	– сопловая лопатка;
сп	– спинка лопатки;
ср	– средний;
ст	– ступень;
т.о	– теплофикационный отбор;
т.с	– трубная система;
ц.в	– циркуляционная вода;
чист	– чистый;
э	– эффективный; электрический;
э.г	– электрогенератор;
экс	– эксперимент;
<i>max</i>	– максимальный;
<i>min</i>	– минимальный;
<i>p</i>	– давление;
<i>s</i>	– состояние насыщения;
0	– начальный; исходный.

Сокращения

ASME	– American society of mechanical engineers;
PTC	– performance test code;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
АЭС	– атомная электростанция;
ВАЗ	– Волжский автомобильный завод;
ГПЗ	– главная паровая задвижка (турбины);
ГРЭС	– государственная районная электростанция;
ДПВ	– деаэратор питательной воды;
ИГЭУ	– Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина;
КН	– конденсатный насос;
КПД	– коэффициент полезного действия;
ЛМЗ	– Ленинградский металлический завод;
ОД	– охладитель дренажа;
ОП	– охладитель пара;
ПВД	– подогреватель высокого давления;
ПНД	– подогреватель низкого давления;
ПП	– промежуточный пароперегреватель;
ППР	– планово-предупредительный ремонт;
ПСГ	– сетевой подогреватель горизонтального типа;

ПТН	– питательный турбонасос;
ПТУ	– паротурбинная установка;
СК	– стопорный клапан;
СП	– собственно подогреватель;
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт;
ТПН	– турбопривод питательного насоса;
ТЭС	– тепловая электростанция;
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль;
УТЗ	– Уральский турбинный завод;
ЦВД	– цилиндр высокого давления;
ЦНД	– цилиндр низкого давления;
ЦСД	– цилиндр среднего давления;
ЦСНД	– цилиндр среднего и низкого давлений;
ЭХ	– энергетические характеристики.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС	17
1.1. Существующие стратегии технического обслуживания энергетического оборудования и их анализ.....	17
1.2. Обзор требований нормативных документов в части контроля технического состояния энергетического оборудования.....	23
1.2.1. Контроль технического состояния паровой турбины	24
1.2.2. Контроль отложений в проточной части паровой турбины	29
1.2.3. Контроль технического состояния подогревателей системы регенерации паровой турбины	36
1.3. Аналитический обзор систем мониторинга и прогноза технического состояния энергетического оборудования	40
1.4. Подходы к моделированию и расчету основного и вспомогательного оборудования энергетических систем и комплексов.....	43
1.5. Выводы по результатам анализа опубликованных данных.....	50
1.6. Постановка цели и задач исследования	52
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И КОМПЛЕКСОВ В РАМКАХ МЕТОДОЛОГИИ МАТРИЧНОЙ ФОРМАЛИЗАЦИИ	54
2.1. Разработка комбинированной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины.....	54
2.1.1 Разработка математической модели паровой турбины с учетом расходных характеристик отсеков	54
2.1.2. Учет эффективности отсеков (цилиндров) паровой турбины при её расчетном анализе	66
2.1.3. Учет эффективности части низкого давления паровой турбины при её расчетном анализе	72

2.2. Разработка матричной математической модели регенеративного подогревателя.....	81
2.3. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния.....	88
2.3.1. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины	88
2.3.2. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя	90
2.4. Выводы по второй главе.....	92
ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	95
3.1. Экспериментальные исследования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС.....	95
3.1.1. Метрологическое обеспечение экспериментального исследования.....	97
3.1.2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования	102
3.1.3. Результаты экспериментального исследования	108
3.2. Экспериментальное исследование теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа.....	112
3.2.1. Метрологическое обеспечение экспериментального исследования.....	114
3.2.2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования	118
3.2.3. Результаты экспериментального исследования	123
3.3. Выводы по третьей главе	127
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ... 130	
4.1. Разработка алгоритмов программных модулей мониторинга и диагностики и их практическая реализация в виде программных комплексов	131
4.1.1. Модуль обработки результатов измерений параметров из программно-технического комплекса АСУ ТП	132
4.1.2. Модуль диагностики состояния проточной части паровой турбины.....	144
4.1.3. Модуль диагностики состояния регенеративного подогревателя	153

4.1.4. Программный комплекс мониторинга и технического диагностирования энергетического оборудования	157
4.2. Выводы по четвертой главе	167
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	169
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	172
ПРИЛОЖЕНИЯ	191
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, разработанных по тематике диссертационного исследования	192
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Документы, подтверждающие практическую реализацию диссертационной работы	202

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Дефекты и неисправности, которые накапливаются при эксплуатации энергетического оборудования, могут стать причиной не только ухудшения характеристик его экономичности и маневренности, но и аварийного останова или системной аварии. Традиционным подходом, позволяющим восстановить важнейшие характеристики энергетического оборудования и обеспечить его экономичную эксплуатацию на отечественных объектах электроэнергетики, является система планово-предупредительных ремонтов. Основной недостаток данной системы заключается в отсутствии оценки и учета фактического состояния энергетического оборудования в процессе эксплуатации при организации различных видов ремонтных работ. Одним из перспективных и развивающихся направлений совершенствования системы технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования с целью повышения эффективности функционирования объектов электроэнергетики является система ремонтов по техническому состоянию. Главная идея данной системы заключается в анализе измеряемых технологических параметров оборудования с целью выявления отклонений от базового¹ состояния, идентификации и локализации неисправностей на ранней стадии, а также диагностики его работоспособности и формирования соответствующих рекомендаций обслуживающему персоналу по коррекции эксплуатационных режимов.

Решение задачи перехода от системы планово-предупредительных ремонтов к системе ремонтов по техническому состоянию не является тривиальным и возможно только при условии совершенствования традиционных организационно-технических методов диагностирования путем использования математических методов для обработки и анализа собранных в ходе мониторинга значений технологических параметров. Эти собранные данные могут обрабатываться с использованием математических моделей оборудования или подходов, построенных на осно-

¹ ГОСТ Р ИСО 17359-2015. Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.12.16. – М.: Стандартинформ. – 2019. – 28 с.

вании статистических методов обработки экспериментальных данных, накопленных в ходе эксплуатации однотипного оборудования. Подход математического моделирования представляется наиболее перспективным в силу отсутствия потребности в большом объеме экспериментальных данных для оборудования, работающего в аварийных режимах.

Таким образом, тема исследования, посвященного использованию математических моделей для диагностики технического состояния паровой турбины и теплообменного оборудования системы её регенерации с целью своевременного принятия оперативных мер по устранению недопустимых отклонений технологических параметров и для предотвращения аварийных ситуаций, является актуальной.

Степень разработанности темы диссертации. Техническая диагностика – область знаний, которой уделено большое количество исследований и научных работ. Исследованию теоретических основ технической диагностики посвящены работы В.В. Ключева, И.А. Биргера, П.П. Пархоменко, В.В. Карибского, Е.С. Согомоняна, А.В. Мозгалевского. В области анализа технического состояния энергетического оборудования тепловых электростанций (ТЭС) можно выделить работы А.Ш. Лейзеровича, Э.К. Аракеляна, А.Д. Трухня, А.И. Куменко, Ю.М. Бродова, Б.Е. Мурманского, К.Э. Аронсона, А.М. Клера, М.М. Султанова, Г.Д. Крохина. Вопросы диагностики и контроля ядерных энергоустановок атомных электростанций раскрываются в работах Г.В. Аркадова, В.И. Павелко, В.П. Поварова, М.Т. Слепова, Б.М. Финкеля и других ученых. Однако требуют совершенствования методы диагностики оборудования паротурбинной установки (ПТУ) ТЭС, в том числе с использованием математических моделей. В настоящей работе представлена программная реализация алгоритмов диагностики технического состояния основного и вспомогательного оборудования ПТУ ТЭС, выполненная на основе постановки и решения прямых задач моделирования и обратных задач диагностики в рамках методологии матричной формализации.

Цель диссертационной работы заключается в совершенствовании эксплуатации оборудования ТЭС за счет разработки и реализации алгоритмов диагностики

технического состояния паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ на основе их математических моделей.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Разработка комбинированной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины, построенной в рамках методологии матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы с учетом формулы Стодолы-Флюгеля, описывающей связь между расходом и давлением пара в отсеках паровой турбины, и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД турбины от расхода пара.

2. Разработка матричной математической модели теплообмена в регенеративном подогревателе высокого давления, представленном трехступенчатой системой с учетом возможного байпасирования ступеней и фазового перехода горячего теплоносителя, позволяющей диагностировать техническое состояние отдельных ступеней подогревателя.

3. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния паровой турбины, позволяющей выявить изменение площади проходного сечения проточной части отдельных отсеков турбины по изменению давления пара в характерных точках паровой турбины.

4. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя, позволяющей выявить причины снижения эффективности теплопередачи или отклонения от проектного расхода теплоносителя через ступени подогревателя.

5. Разработка алгоритмов мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

6. Реализация разработанных алгоритмов мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя в виде программных модулей, ориентированных на решение прикладных задач в условиях эксплуатации энергетического оборудования.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Разработана комбинированная математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины, построенная в рамках методологии матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы с учетом формулы Стодолы-Флюгеля и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара, позволяющая определить распределение давления по проточной части при ограниченном объеме экспериментальных данных.

2. Разработан алгоритм решения обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины на основе комбинированной математической модели, позволяющий оперативно выявить и локализовать неисправности (дефекты) по отсекам проточной части паровой турбины.

3. Разработана матричная математическая модель трехступенчатого регенеративного подогревателя, учитывающая структуру потоков теплоносителей и фазовый переход горячего теплоносителя, позволяющая при ограниченном объеме экспериментальных данных осуществить решение обратной задачи диагностики технического состояния подогревателя.

Теоретическая значимость работы обусловлена следующим. **Доказаны:** целесообразность совместного использования матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы, формулы Стодолы-Флюгеля и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара при моделировании влияния изменения площади проходного сечения турбинных решеток на распределение давления по проточной части многоступенчатой паровой турбины; возможность учета структуры потоков теплоносителей и фазового перехода горячего теплоносителя в рамках матричного подхода при моделировании регенеративного подогревателя. **Исследовано** влияние площади проходного сечения турбинных решеток в многоступенчатой паровой турбине на распределение давления по её проточной части. **Изложены:** результаты обработки и анализа результатов экспериментальных исследований паровой турбины и регенеративного подогревателя, использованные для параметрической

идентификации соответствующих математических моделей; результаты разработки моделей для конкретных объектов; постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя. **Обоснована** целесообразность применения матричного подхода к моделированию паровой турбины и регенеративного подогревателя, обеспечивающего постановку и решение обратной задачи диагностики оборудования. **Проведена модернизация** математической модели применительно к теплофикационной турбоустановке с турбиной типа «Т» путем применения найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД части низкого давления турбины от расхода пара.

Практическая значимость работы:

1. Разработка программ для обработки данных, поступающих от контрольно-измерительных приборов, защищенных свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ (№ 2023662771; № 2023687166).

2. Программная реализация математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя, защищенная свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ (№ 2022682363; № 2023662774; № 2022615258; № 2023684423; № 2023687167).

3. Разработка компьютерной программы диагностики технического состояния проточной части паровой турбины, защищенной свидетельством о государственной регистрации программ для ЭВМ (№ 2023618286).

4. Разработка программного комплекса диагностики энергетического оборудования Костромской ГРЭС, защищенного свидетельством о государственной регистрации программ для ЭВМ (№ 2024662938).

Методология и методы исследования. В диссертационной работе использованы методология и методы матричного математического моделирования, методы вычислительной математики, оптимизации, обработки и анализа экспериментальных данных, расчета процессов теплообмена и технико-экономических показателей оборудования ТЭС.

Степень достоверности результатов проведенных исследований. Достоверность подтверждается использованием апробированных методов математического моделирования теплоэнергетического оборудования, согласованностью результатов работы с данными, опубликованными в работах других авторов, применением гостированных методов обработки результатов экспериментального исследования, совпадением результатов экспериментального исследования и данных численного моделирования.

Положения, выносимые на защиту:

1. Математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины, разработанная в рамках матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы, учитывающая формулу Стодоль-Флюгеля, найденную аппроксимирующую зависимость относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара, и результаты её использования при численном моделировании.

2. Постановка обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и результаты её численного решения.

3. Математическая модель регенеративного подогревателя, разработанная в рамках методологии матричной формализации, учитывающая структуру потоков теплоносителя и фазовый переход горячего теплоносителя и позволяющая при ограниченном объеме экспериментальных данных осуществить решение обратной задачи диагностики технического состояния подогревателя.

4. Алгоритмы мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя, основанные на решении обратной задачи диагностики, позволяющие осуществить оперативное диагностирование по эксплуатационным данным от контрольно-измерительных приборов, а также результаты их программной реализации.

5. Результаты практического использования разработанных программных модулей мониторинга и диагностики технического состояния паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ ТЭС.

Реализация результатов работы. Программный комплекс *«Диагностика состояния оборудования паротурбинной установки блока 300 МВт Костромской ГРЭС»* и программный комплекс *«Диагностика состояния энергетического оборудования паротурбинной установки ТЭЦ ВАЗа»* переданы и приняты к внедрению на Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.) и ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.). Программный комплекс *«Расчет энергетических характеристик теплофикационной паровой турбины с учетом характеристик экономичности отсеков её проточной части»* внедрен в учебный процесс по кафедре «Тепловые электрические станции» ИГЭУ при подготовке магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника».

Личное участие автора заключается в определении цели и задач исследования; в разработке математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя; в параметрической идентификации математических моделей; в проверке на непротиворечивость математического описания реальным физическим процессам; в постановке и решении обратной задачи диагностики для проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя; в расчете и анализе энергетических характеристик удельного расхода тепловой энергии брутто теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «ПТ» и «Т»; в разработке алгоритмов мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя; в адаптации математических моделей для использования в прикладных программных комплексах; в разработке программного комплекса мониторинга и диагностики технического состояния паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ ТЭС; в сборе, обработке и анализе экспериментальных данных; в подготовке публикаций по тематике диссертационной работы.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы опубликованы и обсуждались на 14 конференциях, в том числе: XV, XVII, XVIII, XIX Международных научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия» (г. Иваново, 2020, 2022, 2023, 2024 гг.);

XXVII, XXIX, XXX Международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (г. Москва, 2021, 2023, 2024 гг.); XXI, XXII Международных научно-технических конференциях «Бенардосовские чтения» (г. Иваново, 2021, 2023 гг.); I, III Всероссийских научно-технических конференциях с международным участием «Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетике» (г. Ульяновск, 2021, 2023 гг.); XXI Международной научной конференции «Технические и технологические системы» (г. Краснодар, 2020 г.); Международной молодежной научной конференции «Тинчуриные чтения – 2022» (г. Казань, 2022 г.); VII Международной научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» (г. Кемерово, 2023 г.).

Публикации. Материалы диссертации отражены в 28 опубликованных работах, в том числе в 5 статьях в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, 14 тезисах и полных текстах докладов конференций, получено 9 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения по работе, списка использованных источников из 230 наименований. Текст диссертации изложен на 206 страницах машинописного текста, содержит 63 рисунка, 33 таблицы и 2 приложения.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

В первой главе представлен анализ существующих стратегий технического обслуживания энергетического оборудования ТЭС и требований нормативных испытаний, проводимых с целью контроля технического состояния паровой турбины и регенеративного подогревателя. Кроме того, приведен аналитический обзор систем мониторинга технического состояния и опубликованных результатов исследований, касающихся моделирования и расчета тепловой схемы паровой турбины и её вспомогательного теплообменного оборудования. На основании проведенного анализа опубликованных источников выбрано и обосновано направление диссертационного исследования, сформулированы цель и задачи диссертационной работы.

1.1. Существующие стратегии технического обслуживания энергетического оборудования и их анализ

На протяжении всего срока эксплуатации ПТУ ТЭС, т.е. паровой турбины, её функциональных узлов и вспомогательного тепломеханического оборудования, под воздействием внешних условий и циклических режимов работы, характеризующихся чередованием пусков и остановов вследствие функционирования на оптовом рынке электрической энергии и мощности, происходит естественный физический износ энергетического оборудования [1, 2]. Это становится одной из причин снижения надежности и увеличения вероятности unplanned остановов и аварийных ситуаций. Кроме естественного физического износа на надежность оборудования влияют своевременность и качество ремонта, а также условия эксплуатации оборудования. Так, например, при наработке паровой турбины после ремонта до 10 тыс. часов основной причиной возникновения дефектов является низкое качество ремонта (использование некачественных запасных частей и материалов),

а от 10 и более тыс. часов – износ оборудования и нарушение обслуживающим персоналом требований нормативных документов, регламентирующих надежную и безопасную эксплуатацию [3].

Стоит также отметить, что на данный момент большое количество генерирующего оборудования, эксплуатируемого на ТЭС, приближается к выработке своего паркового ресурса. С целью продления паркового ресурса, т.е. проектного срока службы, осуществляется модернизация, или по результатам специальных исследований парковый ресурс продлевается путем назначения дополнительного индивидуального ресурса [4 – 6], что, как правило, требует дополнительных мер в сфере технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования.

Среди различных подходов к организации ТОиР энергетического оборудования с целью поддержания его работоспособного состояния на всем периоде срока службы можно отметить следующие стратегии (рисунок 1.1) [7].

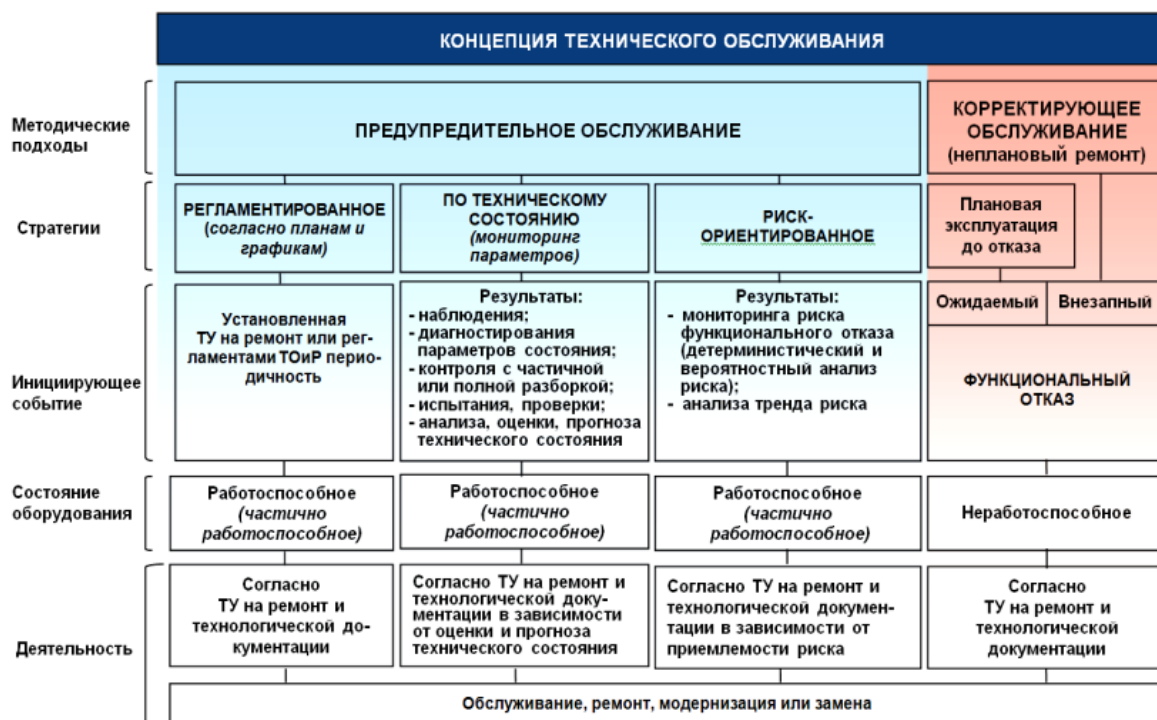


Рисунок 1.1. Концепция технического обслуживания (по данным [7])

Корректирующее (реактивное) обслуживание – данная стратегия технического обслуживания заключается в отсутствии каких-либо действий, направленных на поддержание технического состояния оборудования на всем периоде проектного

срока службы, установленного заводом-изготовителем. Преимущество корректирующего обслуживания заключается в экономии денежных средств на техническое обслуживание на интервале времени от ввода в эксплуатацию оборудования до момента возникновения функционального отказа. Недостатками данной стратегии являются резкое повышение расходов денежных средств, связанных с ремонтом и (или) заменой неисправного оборудования, а также штрафы по договорам о предоставлении мощности из-за незапланированного простоя оборудования.

Регламентированное (профилактическое) обслуживание – данная стратегия технического обслуживания заключается в превентивных действиях, направленных на предотвращение износа оборудования и его функциональных узлов с целью поддержания технического состояния на приемлемом уровне, а также продления срока службы, установленного заводом-изготовителем. Преимущества данной стратегии заключаются, во-первых, в повышении надежности эксплуатируемого оборудования, во-вторых, в экономии денежных средств при условии уменьшения количества отказов. По оценкам [8] данная экономия может достигать от 12 до 18 % по сравнению с корректирующим обслуживанием. Недостатками данной стратегии являются трудоемкость и проведение неоправданного технического обслуживания.

Обслуживание по техническому состоянию – данная стратегия заключается в проведении технического обслуживания оборудования и его функциональных узлов на основании анализа, оценки и прогноза технического состояния энергетического оборудования. Преимуществами данной стратегии являются увеличение проектного срока службы путем организации упреждающего ремонта и (или) замены поврежденных функциональных узлов оборудования, сокращение времени простоя оборудования по сравнению с превентивным обслуживанием. По оценкам [8] должным образом организованная программа обслуживания позволит снизить затраты на техническое обслуживание от 25 до 30 % и сократить время аварийного простоя оборудования на 35~45 %. Недостатками данной стратегии технического обслуживания являются инвестиционные расходы на разработку и внедрение систем мониторинга оборудования, а также обучение персонала.

Риск-ориентированное обслуживание – данная стратегия заключается в проведении технического обслуживания оборудования, обладающего наибольшим риском отказа, учитывая различные механизмы износа. Преимуществами данной стратегии технического обслуживания являются экономия денежных средств за счет исключения ненужных операций технического обслуживания и концентрация внимания на особо важном оборудовании и его функциональных узлах. Недостатками данной стратегии технического обслуживания являются инвестиционные расходы на внедрение систем мониторинга и анализа тренда риска, а также обучение персонала.

В отечественной энергетике основным подходом, сформированным в 60-х годах XX века в условиях централизованного планирования и управления в отрасли, в сфере ТОиР для осуществления надежной и безаварийной эксплуатации энергетического оборудования является система плано-предупредительных ремонтов (ППР) [9], относящаяся к стратегии регламентированного обслуживания. Главная идея данной системы заключается в регламентировании сроков ремонта и эксплуатации энергетического оборудования, т.е. в проведении с определенной периодичностью и продолжительностью различных видов ремонтных работ (например, текущий, средний и капитальный ремонты).

Существенным недостатком ППР является отсутствие оценки и учета фактического состояния (уровень износа) и различных технологических (количество пусков и остановов) и конструкционных особенностей основного и вспомогательного оборудования при назначении межремонтного периода, что приводит к неоправданности некоторых ремонтных работ и, как следствие, увеличению финансовых затрат [10].

Однако, с 90-х годов XX века со спадом в промышленном производстве страны возникла необходимость в совершенствовании системы ППР. Для этого был предложен подход, заключающийся в использовании ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. Здесь в качестве величины назначенного межремонтного ресурса принималось значение наработки между капитальными ремонтами, достигнутой в реальных условиях эксплуатации энергоблоков [11].

В свою очередь, данный подход также не решил вопрос учета фактического состояния энергетического оборудования при его ремонте.

В работе [12] А.В. Андрюшин в качестве следующего этапа в развитии сферы ТОиР выделил переход от системы ремонтов на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом к прогрессивной системе, базирующейся на учете фактического состояния оборудования.

На примере электрооборудования в работе [13] А.Н. Назарычев в роли основообразующего принципа, с учетом которого необходимо осуществлять определение фактического состояния оборудования и обнаружение дефектов, указал на индивидуальные наблюдения за реальными изменениями технического состояния оборудования в процессе его эксплуатации.

Переход к данной прогрессивной системе в начале XXI века оказался невозможным по причине отсутствия не только проработанной нормативной и методологической базы, но и недостаточного уровня развития программно-технических комплексов автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Для повышения эффективности обслуживания энергетического оборудования в рамках совершенствования системы ППР были разработаны системы и методы диагностики отдельных элементов, узлов и подсистем паровой турбины, например, проточной части [14 – 18], системы тепловых расширений цилиндров турбины [19, 20], валопровода турбоагрегата [21], системы автоматического регулирования турбины [22, 23] и т.п. Эти методы различаются подходами к вопросу выбора контролируемых параметров и факторов, оказывающих непосредственное воздействие на техническое состояние отдельных функциональных узлов и подсистем, а также турбины в целом [15, 24, 25]. В свою очередь, диагностика проточной части паровой турбины осуществляется на основании расчета КПД отсеков паровой турбины, работающих на перегретом паре [14, 15], сигналов, получаемых от индукционных датчиков, установленных в проточной части над рабочими лопатками [16, 17], и результатов оптического контроля [18].

В области анализа технического состояния энергетического оборудования ТЭС можно выделить работы следующих ученых: А.Ш. Лейзеровича [26 – 28], Э.К. Аракеляна [29, 30], А.Д. Трухния [31, 32], А.И. Куменко [25, 33], А.М. Клера [34, 35], М.М. Султанова [36, 37], Г.Д. Крохина [38, 39]. Также заслуживают внимания работы ученых: Ю.М. Бродова, К.Э. Арансона, Б.Е. Мурманского, А.Ю. Рябчикова, М.А. Ниренштейн, П.Н. Плотникова и др. [40 – 49]. Вопросы диагностики и контроля параметров ядерных энергоустановок АЭС раскрываются в работах ученых: Г.В. Аркадова, В.И. Павелко, В.П. Поварова, М.Т. Слепова, Б.М. Финкеля и др. [50, 51].

Сегодня в условиях цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса страны [52] вопрос перехода к прогрессивной системе ТОиР является актуальным, о чем свидетельствуют утвержденные Приказом № 1013 Минэнерго России от 25 октября 2017 г. «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» [53] (далее – Правила), регламентирующие организацию технического обслуживания и ремонта основного и вспомогательного оборудования ТЭС. Правила устанавливают планово-предупредительный ремонт и ремонт по техническому состоянию в качестве двух основных видов организации ремонтов. Одним из основных требований, регламентирующих организацию ремонта по техническому состоянию, является наличие средств технического диагностирования оборудования и системы контроля, т.е. программно-аппаратного комплекса, обеспечивающего процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием оборудования, его диагностирование и прогнозирование изменения технического состояния на основе собранных данных (исторические данные о состоянии оборудования) и операционных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании [53].

Для удовлетворения потребности субъектов электроэнергетики в частичном или полном мониторинге и анализе технического состояния энергетического оборудования крупными энергетическими компаниями (General Electric Digital (США), Siemens (Германия), Westinghouse (США) и др.), а также производителями

программного обеспечения (например, IBM (США), Oracle (США), SAP (Германия), AVEVA (Великобритания) и др.) разрабатываются и внедряются, в частности на объектах электроэнергетики в рамках действующих программно-технических комплексов АСУ ТП, системы мониторинга состояния оборудования, реализованные в виде программных комплексов. Суть программных комплексов заключается в предоставлении инструментов для анализа данных, получаемых от контрольно-измерительных приборов, в целях обнаружения отклонений в эксплуатации оборудования, локализации и идентификации аномалий, выдачи прогноза по времени и соответствующих рекомендаций обслуживающему персоналу по их устранению [54 – 58].

Анализ проблем технического обслуживания и диагностики технического состояния энергетического оборудования показал, что, учитывая высокий уровень оснащения контрольно-измерительными приборами современных энергоблоков электростанций, с целью совершенствования методов диагностики энергетического оборудования заслуживают внимания разработка и исследование математических моделей, а также их программная реализация в отечественных системах технического диагностирования.

1.2. Обзор требований нормативных документов в части контроля технического состояния энергетического оборудования

В течение эксплуатации энергетического оборудования обслуживающий персонал контролирует и поддерживает техническое состояние оборудования путем оперативного диагностирования (например, контроль за эксплуатационными показателями, вибрационным состоянием ротора, тепловыми расширениями цилиндров и т.д.) и диагностирования при ремонтах и регламентных проверках (например, внешний и внутренний осмотр, контроль линейных размеров, количественный и качественный анализ рабочих жидкостей вспомогательных систем, тепловые испытания [59] и т.д.) [60].

Ухудшение технического состояния ПТУ, в частности элементов проточной части паровой турбины, в процессе эксплуатации фиксируется путем систематического анализа отклонений между значениями номинальных (нормативных) и фактических показателей, например, экономичности паровой турбины [61]. Как правило, основным источником данных для этого выступают результаты нормативных испытаний [62] для паротурбинных энергоблоков в России и периодических испытаний [63] на зарубежных энергоблоках.

Основными нормативными документами, регламентирующими порядок проведения тепловых испытаний турбинного оборудования на энергоблоках ТЭС и АЭС в России, являются «*Методические указания по тепловым испытаниям паровых турбин*» [64], «*Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС*» [62] и «*Тепловые (балансовые) испытания энергоблока атомной станции*» [65].

В качестве нормативных документов, регламентирующих проведение тепловых испытаний энергетического оборудования на зарубежных энергоблоках ТЭС и АЭС (в США), применяют ASME (American Society Of Mechanical Engineers) Performance Test Codes (PTC). Здесь для обзора требований, предъявляемых нормативными документами ASME PTC, используются ASME PTC 6-1996 «*Performance Test Code 6 on Steam Turbines*» [66] и ASME PTC 6S Report-1988 «*Procedure for Routine Performance Tests of Steam Turbines*» [63].

1.2.1. Контроль технического состояния паровой турбины

Согласно отечественным нормативным документам [62, 64] в зависимости от целей испытаний, количества и типа измерительных приборов выделяют тепловые (балансовые) испытания и экспресс-испытания [59]. Тепловые (балансовые) испытания проводят с целью получения соответствующих данных, необходимых для планирования и нормирования работы, а также для осуществления периодического контроля за эффективностью работы энергетического оборудования [64]. Экспресс-испытания требуют значительно меньших по объему дорогостоящих и точ-

ных измерений в отличие от тепловых (балансовых) испытаний, поэтому их проводят с использованием соответствующего количества штатных контрольно-измерительных приборов, но с обязательной их поверкой до и после испытаний. Главным образом данный тип испытаний используют для периодической оценки фактического состояния турбоустановки, её функциональных узлов до и после ремонта [62].

Конечным результатом тепловых (балансовых) испытаний является определение не только общих показателей экономичности турбоустановки, например, расхода свежего пара на турбину и удельного расхода тепловой энергии брутто на производство электрической энергии турбоустановкой, но и частных показателей, характеризующих эффективность отдельных узлов турбоустановки и её вспомогательного оборудования, например, относительного внутреннего КПД цилиндров, давления пара по ступеням турбоустановки и т.п. На основании общих показателей экономичности турбоустановки осуществляется их сравнение с гарантиями завода-изготовителя и аналогичными показателями для однотипных турбоустановок. В свою очередь, частные показатели турбоустановки позволяют осуществить диагностику паровой турбины, её функциональных узлов и вспомогательного оборудования ПТУ за счет сравнения значений частных показателей с проектными и (или) нормативными данными [59].

Нормативный документ «*Методические указания по тепловым испытаниям паровых турбин*» устанавливает следующие требования по проведению тепловых (балансовых) испытаний [64]:

- строгое соблюдение для каждого режима, установленного в соответствии с технической и рабочей программами испытаний, соответствующих требований. Например, для конденсационных турбоустановок опыты проводятся при номинальных параметрах свежего пара в диапазоне электрической нагрузки от 30~40 % номинальной до максимальной при условии проектной тепловой схемы;
- продолжительность одного опыта без учета наладки режима составляет не менее 1 ч. Необходимое количество серий опытов и самих опытов в данных сериях устанавливается в зависимости от типа турбоустановки и её возможностей по

обеспечению соответствующего режима. Например, для конденсационной турбоустановки количество опытов на каждой из установленных нагрузок составляет 2-3 опыта при условии удерживания максимальной и номинальной нагрузок, а также промежуточных нагрузок, соответствующих моментам открытия регулирующих клапанов, переключения источника питания деаэратора, перехода с питательного электронасоса на турбонасос и подключения второго корпуса котла;

– для сведения материального баланса по турбоустановке предусматривается проведение тарировочных опытов, а для обеспечения более представительной зависимости мощности от давления отработавшего пара в конденсаторе – вакуумных опытов;

– для получения конечных результатов с требуемой погрешностью необходимо использовать поверенные приборы определенного класса точности, установленные в строго определенных местах. С целью обеспечения представительности результатов испытаний следует применить дублирование измерений.

Одной из целей экспресс-испытаний паровых турбин является анализ, заключающийся в построении результирующих кривых, отражающих зависимости мощности и давления пара в отборе турбины от давления в контрольной ступени, с последующей оценкой состояния проточной части паровой турбины. Здесь зависимость мощности турбины от давления пара в контрольной ступени служит для количественного определения изменения экономичности турбины, а зависимость давления пара в отборах от давления в контрольной ступени – для качественного определения возможных изменений в проточной части. Кроме того, допускается возможность с целью конкретизации поврежденного отсека (цилиндра) паровой турбины проведения опытов по определению КПД цилиндров, работающих на перегретом паре [62].

Нормативный документ «*Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС*» устанавливает следующие требования по проведению экспресс-испытаний паровых турбин [62]:

- во время проведения каждого опыта должны быть отключены все отборы пара на собственные нужды и деаэратор, закрыты дренажные и продувочные линии, трубопроводы связи с другими установками, трубопроводы подпитки и т.п.;
- для оценки состояния проточной части турбины необходимо провести одну серию опытов (первая серия экспресс-испытаний), которая включает в себя 5-6 опытов (длительность каждого опыта составляет 40 мин. установившегося режима). Первая серия экспресс-испытаний проводится на конденсационном режиме с отключенными подогревателями системы регенерации высокого и низкого давлений и деаэратором в диапазоне изменения электрических нагрузок от 25 % номинального до максимально допустимого значения. Отключение системы регенерации применяется, чтобы, во-первых, нивелировать влияния отдельных элементов тепловой схемы, а также определенных режимов эксплуатации турбины на результаты тепловых испытаний, во-вторых, обеспечить возможность для корректного сопоставления результатов экспресс-испытаний между собой, в-третьих, однозначно определить влияние технического состояния проточной части на изменение мощности;
- для получения точных и представительных результатов экспресс-испытаний следует выполнять аналогичные условия, закрепленные в нормативном документе [64].

Ситуация с испытаниями энергетического оборудования на зарубежных энергоблоках ТЭС и АЭС выглядит следующим образом.

Согласно нормативным документам ASME PTC 6-1996 «*Performance Test Code 6 on Steam Turbines*» [66] и ASME PTC 6S Report-1988 «*Procedure for Routine Performance Tests of Steam Turbines*» [63] можно выделить приемочные испытания (Acceptance tests) и периодические (эксплуатационные) испытания (Routine turbine performance tests).

Периодические (эксплуатационные) испытания (Routine turbine performance tests) подразделяются на следующие типы испытаний [63]:

- enthalpy-drop efficiency test – целью данного испытания является расчет КПД цилиндров, работающих на перегретом паре;

- *generating-capability test* – цель данного испытания заключается в измерении электрической мощности турбоустановки при полностью открытых регулирующих клапанах;
- *simplified heat-rate test* – целью данного испытания является определение полного расхода тепловой энергии на турбоустановку и вырабатываемой электрической мощности.

Нормативный документ ASME PTC 6-1996 «*Performance Test Code 6 on Steam Turbines*» [66] содержит основные правила и процедуры для проведения приемочных испытаний паровых турбин. Данный нормативный документ устанавливает требования к применяемым измерительным приборам по точности и выполнению непосредственно самих процедур измерений для получения наиболее точных и представительных результатов с целью выдачи достоверного анализа производительности и оценки технического состояния турбоустановки. Главной целью приемочных испытаний является определение эталонного уровня производительности турбоустановки [66].

Нормативный документ устанавливает следующие требования по проведению приемочных испытаний (Acceptance tests) паровых турбин [66]:

- для обеспечения точных результатов испытаний необходимо произвести внешнюю и внутреннюю изоляцию потоков теплоносителя в цикле турбоустановки. Внешняя изоляция касается тех потоков, которые как входят в цикл турбоустановки, так и выходят из него (например, потоки подпитки конденсата и продувки котла). Внутренняя изоляция, в свою очередь, касается тех потоков, которые остаются внутри цикла турбоустановки, но могут обходить узлы тепловой схемы турбоустановки, для прохождения через которые они предназначены (например, потоки дренажа паропроводов свежего пара в конденсатор);
- испытания турбоустановки должны проводиться только при условии достижения паровой турбиной и связанного с ней вспомогательного теплообменного оборудования установившегося теплового состояния.

Главными целями испытаний, проводимых в соответствии с нормативным документом ASME PTC 6S Report-1988 «*Procedure for Routine Performance Tests of*

Steam Turbines», содержащим требования по составлению и разработке технических процедур по мониторингу производительности турбоустановки на протяжении всего её срока службы, являются определение электрической мощности и полного расхода тепловой энергии на турбоустановку, а также оценка эффективности цилиндров паровой турбины [63].

Для испытаний, проводимых в соответствии с нормативным документом [63], предъявляются требования, аналогичные для проведения приемочных испытаний (Acceptance tests) [66] паровых турбин.

На основании вышеуказанных нормативных документов можно отметить следующие схожие черты:

- перед испытаниями турбоустановки необходимо произвести изоляцию турбинного цикла от второстепенных потоков теплоносителя;
- во всех испытаниях должны быть обеспечены идентичность тепловой схемы, равенство расходов свежего пара и питательной воды. Как правило, также необходимо обеспечить стабильность самого режима, которая контролируется за счет поддержания определенных параметров в пределах допустимых отклонений технологических параметров;
- использование одних и тех же средств измерений, т.е. приборов учета, которые прошли поверку до начала испытаний.

1.2.2. Контроль отложений в проточной части паровой турбины

Согласно РД 34.37.401-85 «*Методические указания по химической промывке проточной части турбин сверхкритического давления*» с целью контроля за состоянием проточной части турбины необходимо не реже двух раз в месяц проверять давление пара в контрольных ступенях турбины при условии номинального расхода пара через контролируемые отсеки. В перечень параметров, регистрируемых при контроле за состоянием проточной части, входят электрическая нагрузка, расход свежего пара, давление и температура свежего пара, давление в контрольных ступенях, а также максимальная температура колодки упорного подшипника турбины [67].

В качестве значения давления в контрольных ступенях турбины следует использовать результат измерения давления в камере регулирующей ступени, в поворотной камере цилиндра высокого давления, в камере I отбора и в линии холодного промежуточного перегрева (на выходе из цилиндра). По результатам измерений, проведенных приборами с классом точности не ниже 0,5, строится график изменения давления в контролируемых ступенях цилиндра высокого давления от времени [67].

Для определения относительного давления в контрольных ступенях используется выражение [67] вида

$$\Delta p = \frac{\left(\frac{p}{G_0}\right)^{зан} - \left(\frac{p}{G_0}\right)^{чист}}{\left(\frac{p}{G_0}\right)^{чист}} \cdot 100, \quad (1.1)$$

где p – давление пара в контрольной ступени, Па; G_0 – расход свежего пара на турбину, кг/с; верхние индексы «зан» и «чист» соответствуют занесенной отложениями и чистой проточной части соответственно (параметры пара для случая чистой проточной части должны быть определены после монтажа и (или) капитального ремонта турбины).

Попадание примесей в паровую турбину с последующим их выпадением и образованием отложений в проточной части напрямую связано с нарушением режимов работы и резким изменением нагрузки парового котла, а также с ухудшением водного режима энергоблока [68, 69].

В состав отложений, образующихся в проточной части паровой турбины, входят водорастворимые и водонерастворимые соединения. На рисунках 1.2 и 1.3 представлены количество и состав отложений, а также их распределение по ступеням проточной части паровой турбины типа К-300-240.

Отложения в проточной части паровой турбины приводят к уменьшению площади проходного сечения сопловой и рабочей решеток, и, как следствие, изменяются реактивность и теплоперепад ступени, а также увеличивается давление перед ступенью.

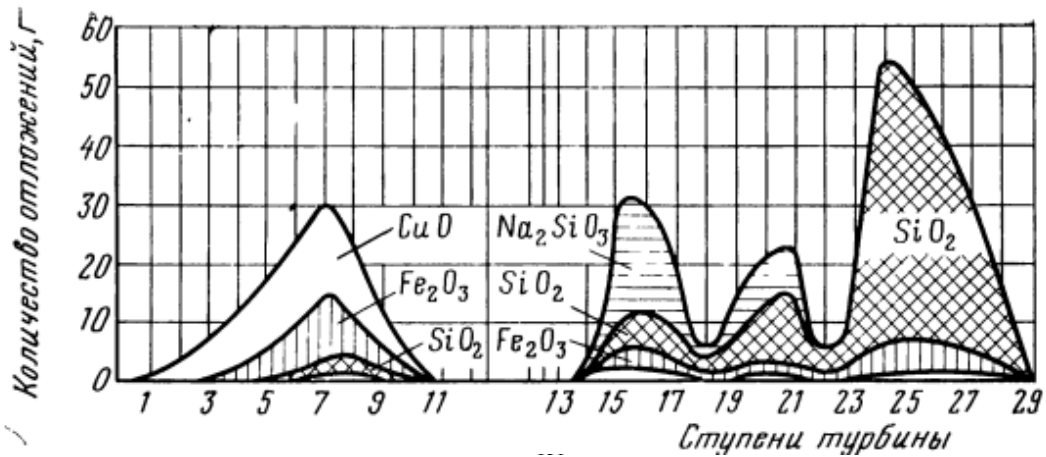


Рисунок 1.2. Количество, состав и распределение отложений по проточной части турбины К-300-240 блока №5 Черепетской ГРЭС (по данным [70])

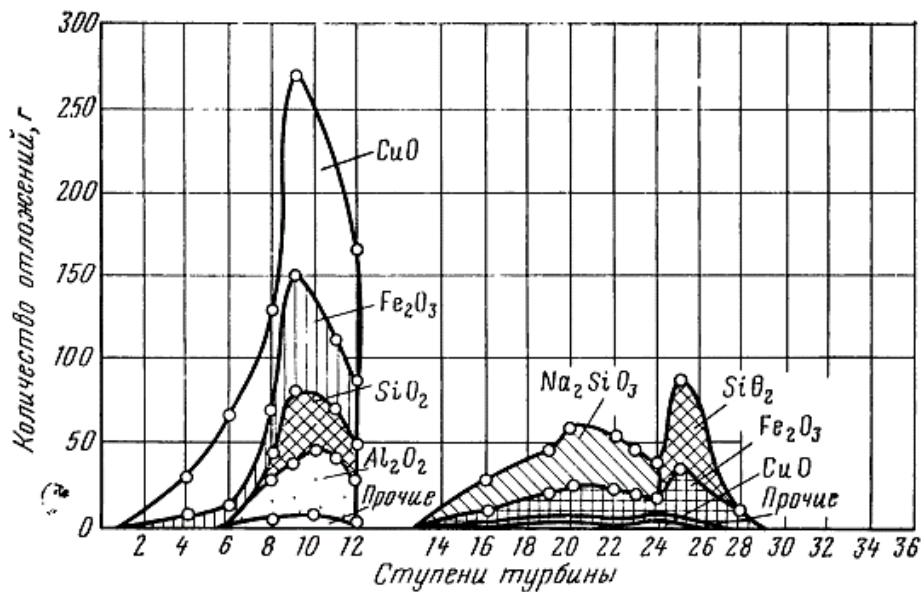


Рисунок 1.3. Количество, состав и распределение отложений по проточной части турбины К-300-240 блока №6 Конаковской ГРЭС (по данным [70])

Влияние отложений сильно сказывается на функционировании цилиндра высокого давления турбины, который имеет наименьшие среди других цилиндров паровой турбины площади проходных сечений каналов турбинных решеток. Так, например, при уменьшении площади проходных сечений сопловой и рабочей решеток на 1 % произойдет снижение относительного внутреннего КПД указанного цилиндра турбины на 0,4 и 0,6 % соответственно [70].

На рисунке 1.4 представлен иллюстративный материал, демонстрирующий распределение отложений по лопаткам паровой турбины.

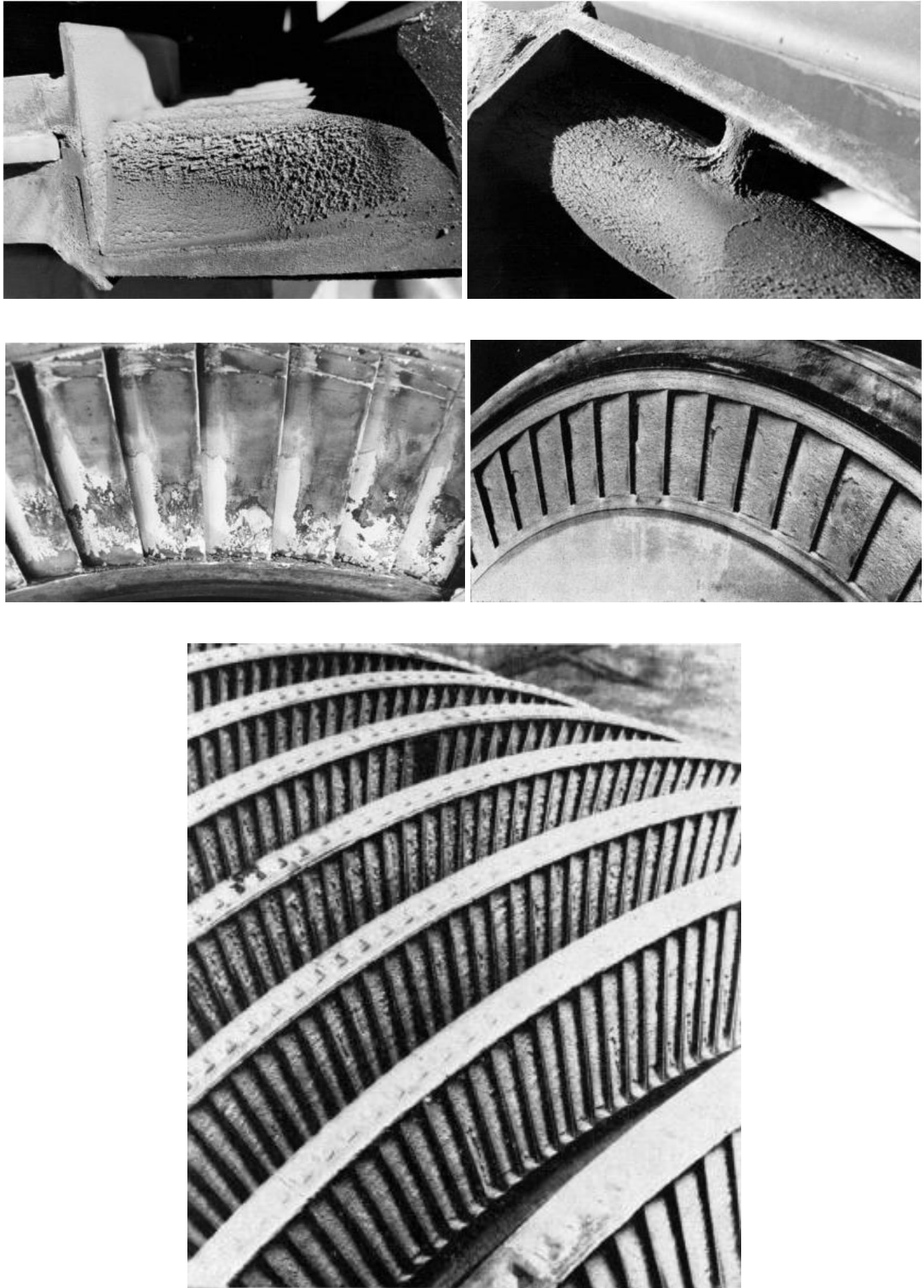


Рисунок 1.4. Примеры распределения отложений по лопаткам паровой турбины (по данным [71, 72])

Расчетное выражение [70, 73] для определения средней толщины отложений, если известна их масса и плотность, в предположении равномерного их распределения по высоте и обводу профиля лопатки примет вид

$$\Delta = \frac{m_{\text{отл}}}{\rho_{\text{отл}} l b z}, \quad (1.2)$$

где $m_{\text{отл}}$ – масса отложений, кг; $\rho_{\text{отл}}$ – плотность отложений, кг/м³; l – высота лопатки, м; b – хорда профиля лопатки, м; z – число лопаток.

Учитывая среднюю толщину отложений, выражения [70, 73] для определения величины изменения площади проходного сечения сопловой и рабочей решеток запишутся следующим образом

$$\frac{\Delta F_c}{F_c} = \frac{z_c (\Delta_c^{\text{сп}} + \Delta_c^{\text{кор}})}{\pi d \sin \alpha_s}; \quad \frac{\Delta F_p}{F_p} = \frac{z_p (\Delta_p^{\text{сп}} + \Delta_p^{\text{кор}})}{\pi d \sin \beta_s}, \quad (1.3)$$

где d – средний диаметр ступени, мм; α_s и β_s – эффективный угол выхода потока из сопловой и рабочей решетки соответственно, град; нижние индексы «с» и «р» указывают на параметры пара для сопловой и рабочей решеток соответственно; верхние индексы «сп» и «кор» указывают на спинку и корытце лопатки соответственно.

Для расчета давления пара на входе в ступень с учетом образовавшихся отложений на сопловой и рабочей лопатках необходимо в первую очередь определить давление перед рабочей решеткой по выражению [70] вида

$$p_1 = p_{2,0} + \left(0,65 \frac{\Delta F_p}{F_p} - \rho \right) (p_{0,0} - p_{2,0}), \quad (1.4)$$

где p – давление пара, Па; ρ – реактивность ступени; индексы: «0» и «2» – параметры пара перед сопловой и за рабочей решетками турбины соответственно; «1» – параметры пара между сопловой и рабочей решетками; «0» – параметры пара при расчетном режиме.

Затем для расчета изменения давления пара перед сопловой решеткой необходимо воспользоваться формулой [70]

$$\frac{p_0}{p_{0,0}} = \left(1 + \frac{\Delta F_c}{F_c} \right) \frac{\gamma_{1,0}}{\gamma_1}, \quad (1.5)$$

где γ – приведенный расход, значение которого определяется согласно газодинамическим таблицам [70].

С целью расчета изменения давления пара перед ступенью в случае изменения площади проходного сечения сопловой и рабочей лопаток для единичной ступени активного типа ($\rho_{cp} < 0,3$) с постоянным давлением за ступенью и малым теплоперепадом ($\varepsilon > 0,8$) можно воспользоваться приближенной формулой [70, 73]

$$\frac{p_0}{p_{0,0}} = \left(1 + 0,1 \frac{\Delta F_p}{F_p} + 0,2 \frac{\Delta F_c}{F_c} \right). \quad (1.6)$$

Указанные формулы (1.2) – (1.6) применимы для детального расчета турбины, однако для практических расчетов можно воспользоваться формулой Стодлы-Флюгеля [74] вида

$$\frac{G}{G_0} = \varphi \sqrt{\frac{p_{вх}^2 - p_{вых}^2}{p_{вх,0}^2 - p_{вых,0}^2}} \sqrt{\frac{p_{вх,0} v_{вх,0}}{p_{вх} v_{вх}}}, \quad (1.7)$$

где G – расход пара через отсек, кг/с; $\varphi = F/F_0$ – относительная площадь проходного сечения турбинной решетки; F – площадь проходного сечения турбинной решетки, м²; p – давление пара, Па; v – удельный объем пара, м³/кг; индексы: j – номер отсека; наличие индекса «о» указывает на режим при расчетном расходе пара, а его отсутствие – на режим с новым расходом; индексы «вх» и «вых» указывают на параметры пара на входе и выходе из отсека соответственно.

Формула (1.7) справедлива для случая, когда при переходе от одного режима к другому произошло одинаковое изменение площади проходного сечения турбинных решеток во всех ступенях отсека. Однако относительная точность данной формулы (1.7) тем выше, чем больше ступеней в отсеке.

В таблице 1.1 представлены результаты ориентировочного расчета, выполненного на основании указанных формул для отсека паровой турбины К-300-240 ЛМЗ, расположенного между камерой регулирующей ступени и камерой первого отбора. В данном отсеке турбины на лопатках ступеней присутствуют от-

ложения, одинаково уменьшившие площади проходного сечения сопловой и рабочей лопаток этих ступеней – $\frac{\Delta F}{F} = \frac{\Delta F_c}{F_c} = \frac{\Delta F_p}{F_p}$.

Таблица 1.1. Ориентировочный расчет средней толщины слоя отложений на спинке и корытце лопатки в предположении равномерного их распределения по высоте и обводу профиля

№ п/п	Средняя величина изменения площади проходного сечения решеток ступеней отсека	Относительная площадь проходного сечения турбинных решеток	Давление пара в камере регулирующей ступени, МПа	Относительное изменение давления пара в камере регулирующей ступени, %	Средняя толщина слоя отложений, мм ¹⁾	
	$\left(\frac{\Delta F}{F}\right)_{\text{cp}}$	φ ²⁾	$p_{\text{р.ст}}^{\text{зан } 3)}$	$\frac{P_{\text{р.ст}}^{\text{зан}} - P_{\text{р.ст}}^{\text{чист}}}{P_{\text{р.ст}}^{\text{чист}}} \cdot 100$ ⁴⁾	$(\Delta_c)_{\text{cp}}$	$(\Delta_p)_{\text{cp}}$
1	0,005	0,995	15,887	0,36	0,019	0,022
2	0,0097	0,9903	15,952	0,77 ⁵⁾	0,036	0,043
3	0,010	0,99	15,955	0,79	0,037	0,044
4	0,020	0,98	16,095	1,68	0,074	0,088
5	0,030	0,97	16,238	2,58	0,112	0,132
6	0,040	0,96	16,385	3,50	0,149	0,176
7	0,050	0,95	16,534	4,45	0,186	0,220
8	0,060	0,94	16,687	5,41	0,223	0,264
9	0,070	0,93	16,843	6,40	0,261	0,308
10	0,080	0,92	17,003	7,41	0,298	0,352
11	0,090	0,91	17,167	8,44	0,335	0,396
12	0,1045	0,8955	17,413	10,00 ⁶⁾	0,389	0,460
13	0,110	0,89	17,506	10,59	0,410	0,484
14	0,120	0,88	17,682	11,70	0,447	0,528

Примечание: ¹⁾ Расчет средней толщины слоя отложений осуществляется по формуле (1.3) с учетом следующих найденных средних арифметических значений параметров ступеней отсека: $\langle d_c \rangle = \langle d_p \rangle = \langle d \rangle = 860$ мм; $\langle z_c \rangle = 100$ шт; $\langle z_p \rangle = 110$ шт; $\langle \alpha_s \rangle = 16$ град;

$\langle \beta_s \rangle = 21$ град. ²⁾ $\varphi = 1 - \left(\frac{\Delta F}{F}\right)_{\text{cp}}$; ³⁾ Расчет давления осуществляется в соответствии с формулой

(1.7) и сеткой относительных расходов для суживающихся решеток [70], где $\frac{G}{G_o} = 1$, давление

на входе в отсек и на выходе из него при расчетном расходе пара через отсек равно 15,83 и 6,03 МПа соответственно; ⁴⁾ $p_{\text{р.ст}}^{\text{чист}} = 15,83$ МПа; ⁵⁾ 0,77 % – относительная погрешность измерения давления пара в камере регулирующей ступени (класс точности 0,5; диапазон измерения от 0 до 250 кгс/см² (от 0 до 24,5 МПа)); ⁶⁾ 10 % – предельное значение, регламентируемое РД 34.37.401-85 [67]

Задавая величину $\left(\frac{\Delta F}{F}\right)_{\text{cp}}$, осуществляется расчет значения давления пара в камере регулирующей ступени, а также средней толщины слоя отложений на сопловой и рабочей лопатках ступени по выражению вида

$$(\Delta_c)_{\text{cp}} = \frac{(\Delta_c^{\text{сп}} + \Delta_c^{\text{коп}})}{2}; \quad (\Delta_p)_{\text{cp}} = \frac{(\Delta_p^{\text{сп}} + \Delta_p^{\text{коп}})}{2}; \quad (1.8)$$

В работе [75] Ле Куанг Хоа с целью планирования процесса технического обслуживания паровой турбины предложена диагностическая модель ступени, которая позволяет по изменению экономичности определить изменение зазора уплотнения δ , а также давления в отборе p из-за отложений в проточной части в виде

$$\begin{cases} \delta = \delta_0 + \Delta\delta^{\text{max}}(1 - e^{-k_{\text{упл}}\tau}); \\ p = p_0 + \Delta p^{\text{max}}(1 - e^{-k_{\text{отб}}\tau}), \end{cases} \quad (1.9)$$

где $\Delta\delta^{\text{max}}$ – максимальное увеличение зазора во время эксплуатации, мм; $k_{\text{упл}}$ – коэффициент, характеризующий темп изменения зазора; τ – время, с; Δp^{max} – максимальное увеличение давления в отборе во время эксплуатации, Па; $k_{\text{отб}}$ – коэффициент, характеризующий темп изменения давления в отборе; индекс «0» соответствует исходному состоянию.

В таблице 1.2 перечислены основные способы очистки и промывки проточной части паровой турбины с указанием их описания, достоинств и недостатков.

1.2.3. Контроль технического состояния подогревателей системы регенерации паровой турбины

Для системы регенерации паровой турбины существуют различные по типу конструкционного исполнения (спирально-коллекторные, коллекторно-змеевиковые, коллекторно-ширмовые и др. [76 – 78]) подогреватели высокого давления (ПВД), что, как правило, обуславливает их отличия друг от друга по теплогидравлическим, конструкционным и технологическим характеристикам [79].

Таблица 1.2. Способы промывки и очистки проточной части паровой турбины (по данным [67–69])

№ п/п	Способ промывки/очистки	Описание	Достоинства	Недостатки
1	Механическая очистка	Механическая очистка применяется в период капитального ремонта турбины для удаления отложений с помощью щеток, пескоструйной обработки, а также за счет погружения диафрагм турбины в резервуар с химическими реагентами.	1. Полное удаление отложений	1. Для очистки турбины необходимо её вскрытие
2	Промывка горячей водой с вращением турбины при помощи валоповоротного устройства	Данный способ очистки применяется в период капитального ремонта турбины. Проточная часть турбины после её останова и полного расхолаживания до 80~90 °С заполняется горячей водой. Для отмывки турбины в воду добавляют химические реагенты.	1. Турбина не вскрывается	1. Обводнение маслосистемы турбины 2. Не удаётся удалить отложения в верхней части диафрагм турбины
3	Химическая промывка влажным паром на работающей турбине, отключенной от сети	Химическая промывка заключается в удалении отложения паром на работающей турбине (1800~2500 об/мин), отключенной от сети.	1. Турбина не вскрывается	1. Оседание солей в промежуточном пароперегревателе
4	Химическая промывка влажным паром на работающей турбине (промывка под нагрузкой)	Химическая промывка заключается в удалении отложения влажным паром на работающей турбине при частичной нагрузке (не менее 30 % номинальной). Продолжительность промывки турбины влажным паром в смеси с реагентами (пиперидин; аммиак и гидразин-гидрат) составляет 5~8 ч.	1. Турбина не вскрывается 2. Выработка электроэнергии	1. Токсичность реагентов (пиперидин; аммиак и гидразин-гидрат)

Другое вспомогательное теплообменное оборудование, например, подогреватели низкого давления (ПНД), также не является исключением [80].

В условиях совершенствования существующих и создания новых типов конструкций вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ актуальными задачами для обслуживающего персонала электростанции остаются оценка надежности и контроль технического состояния подогревателей системы регенерации паровой турбины [81].

Надежность теплообменного оборудования, зависящая от технического состояния трубной системы [48, 82], определяется в соответствии с требованиями, указанными в нормативном документе [83]. Согласно нормативному документу [83] срок службы теплообменных аппаратов на ТЭС составляет 30 лет. Периодичность замены (ремонта) трубной системы, которую приурочивают к капитальному ремонту [9], как правило, должна быть скорректирована вследствие различных технологических и конструкционных особенностей теплообменного оборудования [84].

Среди основных причин недостаточного нагрева питательной воды в регенеративных подогревателях можно отметить увеличение потери давления в трубопроводе греющего пара от камеры отбора турбины до подогревателя, загрязнение трубной системы с паровой и водяной стороны, износ или повреждение диафрагм (рисунок 1.5) и дроссельных шайб (рисунок 1.6) в коллекторах подогревателя [85, 86].

Основные требования к эксплуатационному контролю технического состояния теплообменного оборудования закреплены в нормативных документах, фиксирующих для подогревателей системы регенерации паровой турбины показатели контроля технического состояния (например, нагрев питательной воды (основного конденсата), температурные напоры и переохлаждение конденсата греющего пара и т.п.) и периодичность контроля [85, 86].

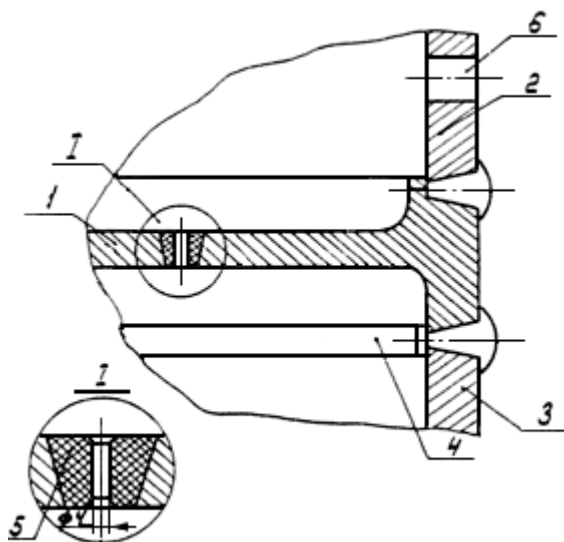


Рисунок 1.5. Чертеж узла установки диафрагмы (по данным [86]): 1 – диафрагма; 2 и 3 – трубы распределительные (коллекторные); 4 – подкладное кольцо; 5 – наплавленный металл; 6 – отверстие для спирального элемента

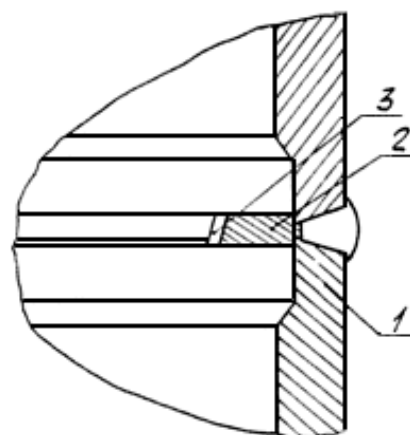


Рисунок 1.6. Чертеж узла установки дроссельной шайбы (по данным [86]): 1 – труба распределительная (коллекторная); 2 – дроссельная шайба; 3 – наплавленный металл

Для осуществления более детального анализа теплообменного оборудования на электростанциях нормативный документ устанавливает порядок оценки технического состояния, заключающийся в сравнении значений фактических показателей (например, температура питательной воды (основного конденсата) за каждым подогревателем, гидравлическое сопротивление трубной системы, потеря давления греющего пара в паропроводах отбора пара на подогреватели и др.), получаемых в ходе специальных испытаний [62, 87, 88] по системе регенерации паровой турбины, с данными из нормативно-технической документации по соответствующему оборудованию.

Так, например, одной из целей экспресс-испытаний паровых турбин при обследовании системы её регенерации является построение результирующих кривых, отражающих зависимость температуры питательной воды на выходе из подогревателя от давления пара в отборе на данный подогреватель, с последующим сравнением полученных (фактических) температур с номинальными значениями, характеризующими оптимальный режим эксплуатации данного подогревателя [62].

Анализ нормативных испытаний, проводимых с целью контроля технического состояния энергетического оборудования, продемонстрировал, что проведение испытания, т.е. активного натурального эксперимента, на энергетическом оборудовании сопряжено с соблюдением целого ряда требований, выполнение которых в условиях участия генерирующего оборудования на оптовом рынке электрической энергии и мощности является сложной задачей. Таким образом, одним из возможных вариантов оперативного контроля и мониторинга технического состояния энергетического оборудования является применение математических моделей данного оборудования, позволяющих на основе данных от контрольно-измерительных приборов решить задачи технического диагностирования [89].

1.3. Аналитический обзор систем мониторинга и прогноза технического состояния энергетического оборудования

Основные принципы функционирования программных комплексов удаленного мониторинга, диагностики и прогнозирования технического состояния энергетического оборудования рассмотрим на примере следующих программных решений, достаточно широко используемых на современных объектах электроэнергетики.

SPPA-D3000 Plant Monitor – (Siemens) [90]. SPPA-D3000 Plant Monitor является программным комплексом для непрерывного мониторинга состояния компонентов оборудования и технологических процессов. Мониторинг выполняется с помощью нейросетевых технологий, описывающих состояние компонентов оборудования и технологических процессов. Обучение нейронных сетей осуществляется на основании архивных данных измерений за определенный интервал времени, когда интересуемый компонент оборудования и (или) технологический процесс находился в нормальном состоянии. SPPA-D3000 Plant Monitor позволяет осуществлять параллельную работу нескольких моделей одного оборудования, выполненных с разной степенью детализации.

Siemens Predictive Analytics (SiePA) – (Siemens) [91]. Это платформенное решение для оптимизации производственных процессов, в том числе для предсказания потенциальных отказов оборудования и нарушений технологического процесса с помощью моделей, реализованных на основании методов машинного обучения. В качестве исходной информации для построения моделей используются данные, соответствующие не только нормальным режимам работы, но и различным видам отказов оборудования.

Smart Signal – (General Electric Digital) [92]. Программный комплекс использует технологию цифровых двойников, реализованную на базе методов машинного обучения и статистического метода моделирования на основе подобия (similarity based modeling) для диагностирования и прогнозирования отказов оборудования. В качестве исходной информации для построения цифровых двойников используются данные о нормальной эксплуатации и отказах оборудования.

TOMONI – (Mitsubishi Hitachi Power Systems) [93 – 96]. Интеллектуальная система TOMONI является результатом совместного использования систем удаленного мониторинга, передовых цифровых систем управления, прогнозной аналитики, адаптивного управления, искусственного интеллекта и машинного обучения для создания интеллектуальной электростанции с целью повышения её эксплуатационной гибкости [97 – 101]. Данные интеллектуальные системы TOMONI настраиваются под соответствующий технологический уровень электростанции для предоставления соответствующих рекомендаций для технического обслуживания, улучшения производительности и маневренности в условиях оптового рынка электроэнергии.

Avantis PRiSM – (Schneider Electric) [102, 103]. Это система мониторинга и анализа технического состояния оборудования в режиме реального времени. В основе данной системы находится алгоритм для кластерного анализа – OPTiCS (Ordering Points To identify the Clustering Structure) [104].

ПРАНА – (АО «РДС») [105]. Отечественная система прогнозирования и удаленного мониторинга технического состояния. Данная система позволяет фиксиро-

вать изменение технического состояния энергетического оборудования и прогнозировать сроки выхода технологических параметров за границы предупредительной и аварийной сигнализаций в режиме реального времени. В основе системы «ПРАНА» лежит алгоритм сравнения текущего состояния энергетического оборудования с эталонной моделью данного оборудования, построенной при исправном состоянии с помощью методов MSET (Multivariate State Estimation Technique) и контрольных карт Хотеллинга [57]. В свою очередь, системы «ПРАНА» может использоваться не только в онлайн, но и в офлайн-режиме. В системе «ПРАНА» предусмотрена возможность подключения экспертных модулей [106 – 108].

Smart Diagnostics – (Ctrl2GO Solutions) [109]. Основными математическими методами, используемыми в программном комплексе, являются метод моделирования на основе подоби́я для выявления аномалий и методы кластеризации данных (метод k-средних, OPTiCS и DBSCAN (Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise) [110]) для определения режимов работы оборудования.

CyberPhysics [111]. Программное обеспечение использует регрессионные и физико-математические эталонные модели для выявления аномалий при эксплуатации оборудования. Регрессионные модели разрабатываются с использованием методов машинного обучения (многослойный персептрон, байесовская нейронная сеть). Для кластеризации данных с целью выявления режимов работы оборудования используется метод k-средних.

pSeven Enterprise – (DATADVANCE) [112]. Это платформенное решение для автоматизации инженерных расчетов и разработки цифровых двойников. pSeven Enterprise позволяет разрабатывать предиктивные модели путем аппроксимации экспериментальных данных различными математическими методами (например, Piecewise Linear Approximation, Response Surface Model, Gradient Boosted Regression Trees и др.) для прогнозирования целевых свойств и предсказания поведения объекта моделирования. Данная платформа поддерживает возможность интеграции с различными CAD (Computer-aided design) системами.

Согласно ГОСТ Р ИСО 13381-1-2016 «*Контроль состояния и диагностика машин. Прогнозирование технического состояния. Часть 1. Общее руководство*»

[113] и математическим методам, используемым в вышеуказанных программных комплексах, можно выделить следующие пять подходов к моделированию:

– *модели на основе физики процесса* (данный подход основывается на фундаментальных физических законах, например, законы термодинамики и теплопередачи) [15, 114 – 117];

– *статистические модели* (модель строится на основании обработки больших массивов экспериментальных данных статистическими методами) [118 – 122];

– *эвристические модели* (данный подход для формализованного описания и моделирования причинно-следственных связей использует набор общих правил и экспертную информацию) [123 – 125];

– *модели на основе методов машинного обучения* (построение модели осуществляется на основании методов машинного обучения) [126 – 128];

– *гибридные модели* (подход основывается на сочетании вышеуказанных методов) [129].

Наиболее перспективным подходом к разработке математических моделей следует признать подход, основывающийся на фундаментальных физических законах (например, уравнения переноса, баланса энергии и массы). Основными преимуществами указанного подхода являются интерпретируемость результатов моделирования и отсутствие необходимости в большом объеме экспериментальных данных для оборудования в аварийных режимах.

1.4. Подходы к моделированию и расчету основного и вспомогательного оборудования энергетических систем и комплексов

Существующие в современной инженерной практике прикладные задачи подразделяются на прямые и обратные. К прямым задачам, как правило, относят расчеты, где по заранее известным конструктивным и режимным параметрам необходимо найти значения целевых параметров объекта исследования. В свою очередь, обратные задачи, в частности задачи диагностики технического состояния,

ориентированы на определение непосредственно конструктивных и режимных параметров на основе результатов экспериментального исследования [130, 131].

Среди первых работ, связанных с моделированием и расчетом теплоэнергетического оборудования, в частности тепловых схем паровых турбин электростанций, стоит отметить труды А.И. Андриященко [132] и Л.С. Попырина [133, 134]. Кроме того, заслуживают внимания работы Ф.А. Вульмана [135, 136] и В.М. Боровкова [137, 138], в которых рассматривается применение теории графов для моделирования и расчета тепловой схемы паровой турбины. Здесь тепловая схема паровой турбины представляется в виде многосвязного графа, в котором каждому узлу соответствует определённый элемент тепловой схемы, а с помощью ветвей графа происходит установка связей между элементами тепловой схемы. Также стоит отметить работы А.В. Мошкарина [139, 140], в которых математическая модель тепловой схемы паровой турбины представляется в виде совокупности узлов, соединенных между собой линиями связи. Так, например, в качестве узла может выступать не только поверхностный подогреватель, отсек турбины, питательный насос, но и точка смешения или ответвления потока теплоносителя.

В данных подходах в рамках выполнения проектных расчетов с целью определения относительного внутреннего КПД паровой турбины используются известные из специальной технической литературы методики [141].

Среди исследований, связанных с анализом изменений в тепловой схеме паровой турбины, стоит выделить работу [142] Я.М. Рубинштейна и М.И. Щепетильникова, где авторы предложили альтернативный подход к анализу тепловых схем. Данный подход заключается в расчете вторичных изменений в тепловой схеме паровой турбины без расчета всей её тепловой схемы. Любое изменение в тепловой схеме рассматривается как подвод (отвод) теплоты в какой-либо элемент тепловой схемы, а для расчета непосредственно вторичного изменения используются коэффициенты ценности теплоты и изменения мощности.

Среди работ, касающихся вопросов идентификации математических моделей энергетического оборудования, можно отметить труды Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинникова, П.А. Щинникова и др. [143 – 145], в которых рассматривается методика

согласования соотношений теплового и энергетического балансов. Проблемам идентификации параметров математических моделей энергетического оборудования посвящены также работы А.М. Клера, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой, В.Э. Алексеюка и др. [146 – 149].

Так А.М. Клер и В.Э. Алексеюк в работе [147] для расчета относительного внутреннего КПД проточной части паровой турбины предлагают использовать квадратичные функции следующего вида

$$\eta_{oi} = A \cdot \left(\frac{G}{G_0} \right)^2 + B \cdot \left(\frac{G}{G_0} \right) + C, \quad (1.10)$$

где A , B и C – общие для каждого из цилиндров паровой турбины коэффициенты, численные значения которых находятся в ходе решения идентификационной задачи; G – расход пара через отсек, кг/с.

Также стоит отметить работу [150] А.Е. Барочкина и др., в которой с целью расчета энергетических характеристик турбоагрегата было разработано в рамках методологии матричной формализации [151] математическое описание многопоточной энергомассообменной системы на примере теплофикационной турбоустановки типа «ПТ». Здесь в качестве аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД проточной части паровой турбины от расхода пара используется выражение вида

$$\eta_{oi} = 0,825 \cdot (1 - b \cdot e^{-a\bar{G}}), \quad (1.11)$$

где b и a – эмпирические коэффициенты; \bar{G} – относительный массовый расход пара через паровую турбину.

В работе Н.В. Татариновой и др. [152] была разработана математическая модель теплофикационной турбоустановки типа «Т», в которой использовались экспериментально полученные расходные и мощностные характеристики ступеней и отсеков паровой турбины. Здесь расходные характеристики устанавливают связь между расходом через отсек паровой турбины и параметрами пара на входе и выходе из него [153]. Приближенный расчет расходных характеристик отсеков основывается на аналогии с характеристиками соплового аппарата [154]. Для описания

расходных характеристик отсеков реальной паровой турбины выполняют уточнение формулы Стодолы-Флюгеля [70, 74] путем обобщения экспериментальных данных, полученных по результатам натурных испытаний [155]. Так для последних отсеков теплофикационных турбин, работающих в малопаровых режимах, была предложена следующая формула Стодолы-Флюгеля, уточнение которой было осуществлено путем введения индивидуальных для каждого отсека паровой турбины коэффициентов α и σ , численные значения которых определены путем обобщения результатов натурных испытаний [156]:

$$\frac{G}{p_{\text{вх}}} = \frac{\alpha}{\sqrt{p_{\text{вх}} v_{\text{вх}}}} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{p_{\text{вых}}}{p_{\text{вх}}} - \sigma \right)^2}; \quad (1.12)$$

$$p_{\text{вх}} v_{\text{вх}} = p_{\text{вх}} v_{\text{вх}} / p_{\text{вх},0} v_{\text{вх},0},$$

где G – расход пара через отсек турбины, кг/с; p – давление пара, Па; v – удельный объем пара, м³/кг; индексы «вх» и «вых» указывают на параметры пара на входе и выходе из отсека соответственно.

В инженерной практике для конструкторских и поверочных расчетов вспомогательного теплообменного оборудования паровой турбины применяют метод конечных элементов, используемый для численного решения дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих тепловые и гидравлические процессы в теплообменном оборудовании. При всех своих известных достоинствах метод конечных элементов имеет существенные недостатки – сложность реализации и необходимость большого количества вычислительных ресурсов.

С целью упрощения конструкторских и поверочных расчетов используют критерии подобия и критериальные уравнения. Критерии подобия формируются на основании анализа дифференциальных уравнений в частных производных в рамках теории подобия, а критериальные уравнения (уравнения подобия) – в результате обобщения экспериментальных данных.

Функциональная зависимость [157] для критериальных уравнений, устанавливающих связь между безразмерным коэффициентом теплопередачи – критерий Нуссельта Nu – с определяющими критериями, примет вид

$$Nu = f \left(\frac{x}{l_0}; \frac{y}{l_0}; Re; Pr; Gr \right), \quad (1.13)$$

$$Nu = \frac{\alpha l_0}{\lambda}; Re = \frac{w l_0}{\nu}; Pr = \frac{c \mu}{\lambda}; Gr = \frac{g l_0^3}{\nu^2} \beta \Delta t,$$

где x и y – характерный размер, м; l_0 – определяющий размер, м; Nu , Re , Pr и Gr – критерии Нуссельта, Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа соответственно; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); w – скорость движения теплоносителя, м/с; ν – кинематический коэффициент вязкости, м²/с; c – удельная теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг·К); μ – динамический коэффициент вязкости, Па·с; g – ускорение свободного падения, м/с²; β – коэффициент температурного расширения, 1/К; Δt – температурный напор (разность температур между стенкой и теплоносителем), °С.

Так, например, для расчета значения числа Нуссельта Nu при течении воды в прямых гладких трубах и каналах при $l/d > 40$ (l – длина трубы; d – внутренний диаметр трубы) и турбулентном режиме течения ($Re > 10^4$) используется выражение вида [158]

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4}. \quad (1.14)$$

Применение критериальных уравнений, в частности при моделировании и расчете процессов теплообмена в теплообменном оборудовании, находит свое отражение при совместном решении уравнений теплового баланса и теплопередачи. Можно отметить три следующих подхода к моделированию и расчету теплообменного оборудования:

1) *Метод, использующий величину среднего температурного напора между теплоносителями* [159, 160]. Тепловой баланс для теплообменного аппарата для случая однофазных теплоносителей примет следующий вид:

$$Q = G_1 c_{p,1} (t_1^{\text{ВХ}} - t_1^{\text{ВЫХ}}) = G_2 c_{p,2} (t_2^{\text{ВЫХ}} - t_2^{\text{ВХ}}), \quad (1.15)$$

где G – расход теплоносителя, кг/с; c_p – удельная изобарная теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг·К); t – температура теплоносителя, °С; нижние индексы: 1 – горячий теплоноситель; 2 – холодный теплоноситель; верхние индексы: «ВХ» и

«вых» – температура теплоносителя на входе в теплообменный аппарат и на выходе из него соответственно.

В свою очередь, уравнение теплопередачи запишется в виде

$$Q = K \overline{\Delta t} F, \quad (1.16)$$

где K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); $\overline{\Delta t}$ – средний температурный напор, °С; F – площадь поверхности теплообмена, м².

2) Метод, использующий величину эффективности теплообменного оборудования ε и число единиц переноса теплоты NTU (Number of Transfer Units) [157].

Формула для определения количества теплоты запишется в виде

$$Q = W_{min} (t_1^{BX} - t_2^{BX}) \varepsilon, \quad (1.17)$$

где W_{min} – минимальный тепловой эквивалент одного из теплоносителей, Вт/К; ε – эффективность теплообменного аппарата; нижние индексы: 1 – горячий теплоноситель; 2 – холодный теплоноситель; верхний индекс: «вх» – температура теплоносителя на входе в теплообменный аппарат.

Выражение для расчета эффективности теплообменного оборудования ε в случае прямоточного движения теплоносителей примет вид

$$\varepsilon = \frac{1 - e^{-NTU \cdot \left(1 + \frac{W_{min}}{W_{max}}\right)}}{1 + \frac{W_{min}}{W_{max}}}; \quad (1.18)$$

$$NTU = \frac{KF}{W_{min}},$$

где W_{max} – максимальный тепловой эквивалент одного из теплоносителей, Вт/К; NTU – число единиц переноса теплоты (безразмерный коэффициент теплопередачи).

3) Метод матричной формализации [151, 161]. Для моделирования процесса теплопередачи в поверхностном теплообменном аппарате для случая прямоточной схемы движения двух теплоносителей с учетом расчетной схемы, представленной на рисунке 1.7 (а), на основании балансовых соотношений энергии записывается система дифференциальных уравнений [151] вида

$$\begin{cases} \frac{dt_1}{dF} = -a_1(t_1 - t_2); \\ \frac{dt_2}{dF} = a_2(t_1 - t_2); \end{cases} \quad (1.19)$$

$$a_1 = \frac{K}{c_{p,1}G_1}; a_2 = \frac{K}{c_{p,2}G_2}.$$

Поскольку система (1.19) не позволяет учесть изменение фазового перехода горячего теплоносителя, то для моделирования процесса теплопередачи в прямом теплообменном аппарате необходимо рассмотреть следующую систему дифференциальных уравнений [151]:

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dF} = -a_1(t_{s,1} - t_2); \\ \frac{dt_2}{dF} = a_2(t_{s,1} - t_2); \end{cases} \quad (1.20)$$

$$a_1 = \frac{K}{rG_1}; a_2 = \frac{K}{c_{p,2}G_2},$$

где x – степень сухости пара; r – удельная теплота парообразования, Дж/кг; индекс «s» соответствует состоянию насыщения.

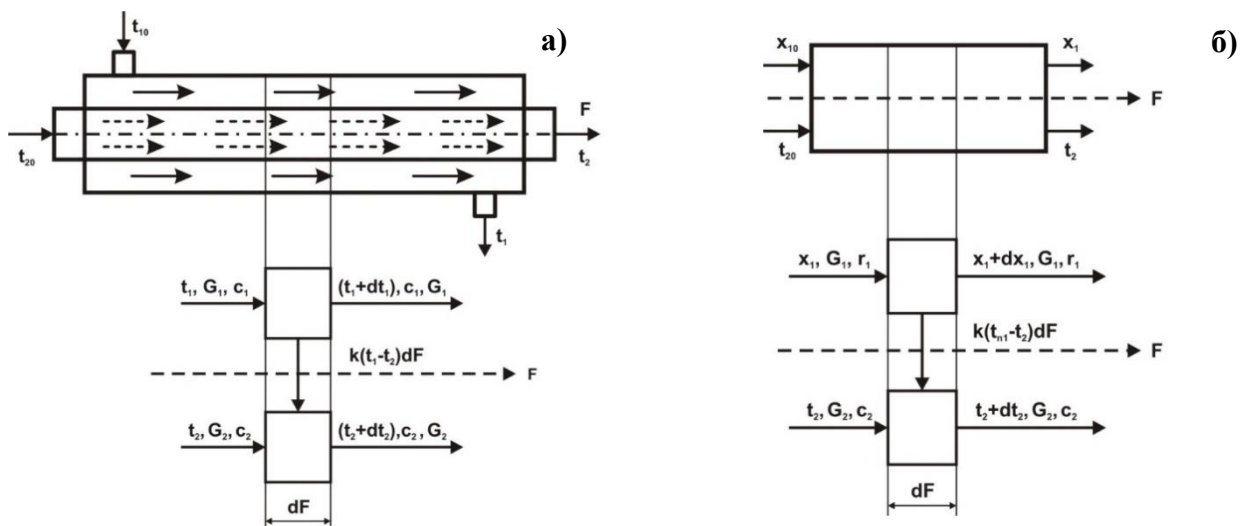


Рисунок 1.7. Расчетная схема теплообменного аппарата для случая проточной схемы движения двух теплоносителей (по данным [151]): а) – без фазового перехода в горячем теплоносителе; б) – с фазовым переходом в горячем теплоносителе. dF – элемент поверхности теплообмена. Прочие обозначения приведены в тексте

Расчетная схема для случая проточной схемы движения двух теплоносителей с фазовым переходом в горячем теплоносителе представлена на рисунке 1.7 (б).

Частное аналитическое решение системы дифференциальных уравнений (1.19) с учетом начальных условия $t_1|_{F=0} = t_{10}$ и $t_2|_{F=0} = t_{20}$ представляется в матричном виде

$$\mathbf{B} \cdot \mathbf{T} = \mathbf{T}_0, \quad (1.21)$$

где

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{pmatrix}; \mathbf{T} = \begin{pmatrix} t_1 \\ t_2 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_0 = \begin{pmatrix} t_{10} \\ t_{20} \end{pmatrix};$$

$$b_{11} = \frac{a_2 + a_1 \cdot e^{-(a_1+a_2) \cdot F}}{a_1 + a_2}; b_{12} = \frac{a_1 \cdot (1 - e^{-(a_1+a_2) \cdot F})}{a_1 + a_2};$$

$$b_{21} = \frac{a_2 \cdot (1 - e^{-(a_1+a_2) \cdot F})}{a_1 + a_2}; b_{22} = \frac{a_1 + a_2 \cdot e^{-(a_1+a_2) \cdot F}}{a_1 + a_2}.$$

Решение системы уравнений (1.21) выполняется методом обращения матрицы [162].

Системы дифференциальных уравнений и их частные аналитические решения для случаев разнообразных сочетаний фазовых состояний горячего и холодного теплоносителей приводятся в специальной технической литературе [151].

Анализ подходов и методов, касающихся моделирования и расчета тепловой схемы паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ, выявил, что:

- для решения обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины целесообразно использовать матричную формализацию балансовых соотношений энергии и массы, формулу Стодолы-Флюгеля, а также зависимость относительного внутреннего КПД турбины от расхода пара;
- для решения обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя целесообразно использовать метод матричной формализации для моделирования процессов теплопередачи.

1.5. Выводы по результатам анализа опубликованный данных

1. Анализ проблем технического обслуживания и диагностики технического состояния энергетического оборудования показал, что, учитывая высокий уровень оснащения контрольно-измерительными приборами современных энергоблоков

электростанций, с целью совершенствования методов диагностики энергетического оборудования заслуживают внимания разработка и исследование математических моделей, а также их программная реализация в отечественных системах технического диагностирования.

2. Анализ нормативных испытаний, проводимых с целью контроля технического состояния энергетического оборудования, продемонстрировал, что проведение испытания, т.е. активного натурного эксперимента, на энергетическом оборудовании сопряжено с соблюдением целого ряда требований, выполнение которых в условиях участия генерирующего оборудования на оптовом рынке электрической энергии и мощности является сложной задачей. Таким образом, одним из возможных вариантов оперативного контроля и мониторинга технического состояния энергетического оборудования является применение математических моделей данного оборудования, позволяющих на основе данных от контрольно-измерительных приборов решить задачи технического диагностирования [89].

3. Наиболее перспективным подходом к разработке математических моделей следует признать подход, основывающийся на фундаментальных физических законах (например, уравнения переноса, баланса энергии и массы). Основными преимуществами указанного подхода являются интерпретируемость результатов моделирования и отсутствие необходимости в большом объеме экспериментальных данных для оборудования в аварийных режимах.

4. Анализ подходов и методов, касающихся моделирования и расчета тепловой схемы паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ, выявил, что:

- для решения обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины целесообразно использовать матричную формализацию балансовых соотношений энергии и массы, формулу Стодоль-Флюгеля, а также зависимость относительного внутреннего КПД турбины от расхода пара;
- для решения обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя целесообразно использовать метод матричной формализации для моделирования процессов теплопередачи.

1.6. Постановка цели и задач исследования

Проведенный аналитический обзор опубликованных данных показал, что требуют совершенствования методы диагностики оборудования ПТУ ТЭС, в том числе с использованием математических моделей. С учетом результатов обзора обосновано направление диссертационного исследования, сформулированы цель и задачи диссертационной работы.

Цель диссертационной работы заключается в совершенствовании эксплуатации оборудования ТЭС за счет разработки и реализации алгоритмов диагностики технического состояния паровой турбины и вспомогательного теплообменного оборудования ПТУ на основе их математических моделей.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решаются следующие задачи:

1. Разработка комбинированной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины, построенной в рамках методологии матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы с учетом формулы Стодоль-Флюгеля, описывающей связь между расходом и давлением пара в отсеках паровой турбины, и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД турбины от расхода пара.

2. Разработка матричной математической модели теплообмена в регенеративном подогревателе высокого давления, представленном трехступенчатой системой с учетом возможного байпасирования ступеней и фазового перехода горячего теплоносителя, позволяющей диагностировать техническое состояние отдельных ступеней подогревателя.

3. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния паровой турбины, позволяющей выявить изменение площади проходного сечения проточной части отдельных отсеков турбины по изменению давления пара в характерных точках паровой турбины.

4. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя, позволяющей выявить причины снижения эффективности теплопередачи или отклонения от проектного расхода теплоносителя через ступени подогревателя.

5. Разработка алгоритмов мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

6. Реализация разработанных алгоритмов мониторинга и диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя в виде программных модулей, ориентированных на решение прикладных задач в условиях эксплуатации энергетического оборудования.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И КОМПЛЕКСОВ В РАМКАХ МЕТОДОЛОГИИ МАТРИЧНОЙ ФОРМАЛИЗАЦИИ

Во второй главе изложены результаты разработки и исследования математических моделей проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя для решения задачи диагностики технического состояния энергетического оборудования. Для паровой турбины разработана комбинированная математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины, построенная в рамках методологии матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы с учетом формулы Стодолы-Флюгеля, описывающей связь между расходом и давлением пара в отсеках паровой турбины, и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара, позволяющая определить распределение давления по проточной части при ограниченном объеме экспериментальных данных. Разработаны матричная математическая модель и алгоритм компьютерного расчета трехступенчатого регенеративного подогревателя, учитывающие структуру потоков теплоносителей и фазовый переход горячего теплоносителя. Сформулированы и решены задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

2.1. Разработка комбинированной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

2.1.1 Разработка математической модели паровой турбины с учетом расходных характеристик отсеков

В качестве объекта исследования рассматривается конденсационная турбоустановка с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ, расчетная схема которой представлена на рисунке 2.1.

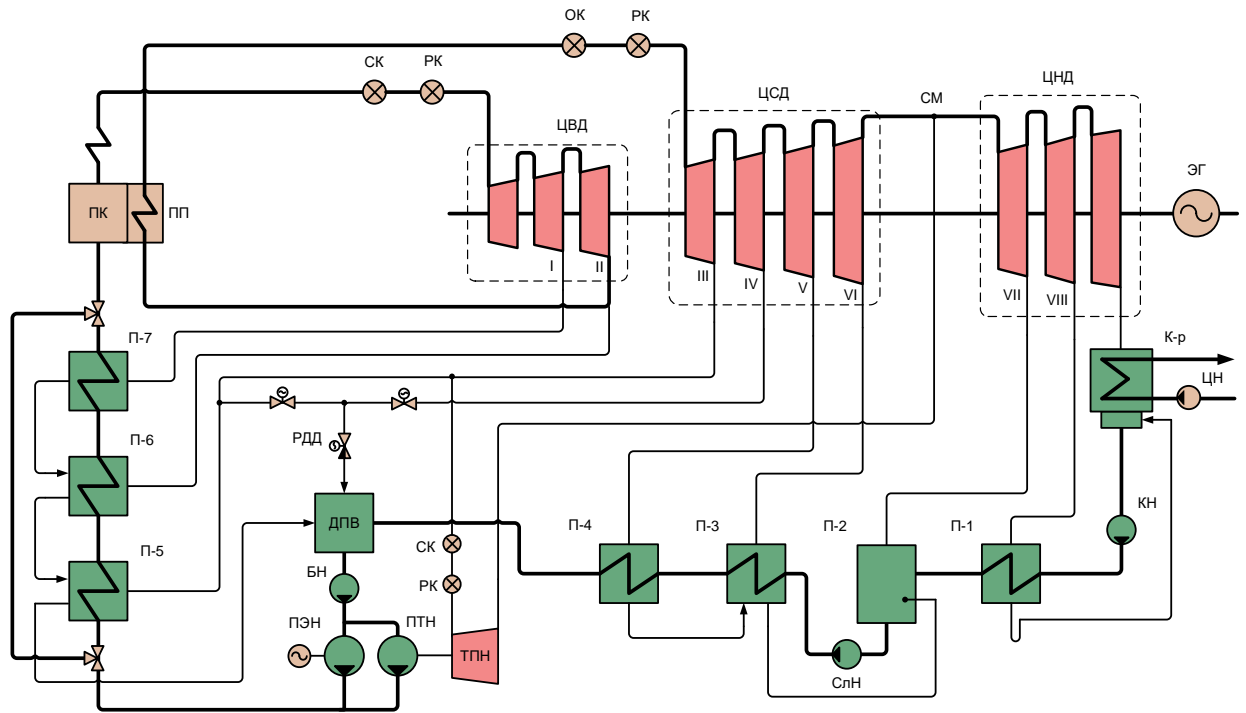


Рисунок 2.1. Расчетная тепловая схема конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ: ПК – паровой котел; СК – стопорный клапан; РК – регулирующий клапан; ПП – промежуточный пароперегреватель; ОК – отсечной клапан; ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давлений; ДПВ – деаэратор питательной воды; РДД – регулятор давления деаэратора; БН – бустерный насос; ТПН – турбопривод питательного насоса; ПЭН – питательный электронасос; П – подогреватель системы регенерации; ЭГ – электрогенератор; К-р – конденсатор паровой турбины; СМ – узел смешения; СлН – сливной насос; КН – конденсатный насос; ЦН – циркуляционный насос

При выводе уравнений, которые описывают технологические процессы, протекающие в основном и вспомогательном оборудовании, принимались следующие допущения:

- вся проточная часть многоступенчатой паровой турбины представляется в виде совокупности отсеков, где под отсеком понимается как одна турбинная ступень, так и группа ступеней, находящихся между двумя соседними камерами отборов турбины;
- потери давления в органах паровпуска цилиндра высокого давления (ЦВД), ЦСД и турбопривода питательного насоса (ТПН), а также потери давления на участке от выхлопа ЦВД до органов паровпуска ЦСД и в перепускных паропроводах между ЦСД и цилиндром низкого давления (ЦНД) считаются постоянными во всем диапазоне изменения нагрузки;

- ПВД и ПНД моделируются как поверхностный подогреватель, а ПНД-2 и деаэратор питательной воды (ДПВ) – как смешивающий подогреватель [163];
- гидравлическое сопротивление трубной системы ПВД и ПНД считается постоянным во всем диапазоне изменения расхода питательной воды и основного турбинного конденсата соответственно.

Моделирование ПТУ выполняется в два этапа. На первом этапе определяются расходы основных технологических потоков теплоносителей, а на втором этапе рассчитывается профиль изменения давления по её проточной части.

Для определения расходов теплоносителей на первом этапе выполняется описание элементов расчетной тепловой схемы на основе балансовых соотношений энергии и массы [163, 164], которые после преобразований записываются в виде системы уравнений в матричной форме:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{B}, \quad (2.1)$$

где $\mathbf{A} = \{a_{m,n}\}, (m = \overline{1,13}; n = \overline{1,13})$ – матрица коэффициентов системы;

$\mathbf{X} = \{x_m\}, (m = \overline{1,13})$ – вектор-столбец неизвестных членов;

$\mathbf{B} = \{b_m\}, (m = \overline{1,13})$ – вектор-столбец свободных членов; $a_{1,1} = Q_n^p \eta_{пк}$;

$$a_{1,2} = -(h_0 - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-7}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{II-OT6}}); a_{1,3} = a_{1,4} = (h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{II-OT6}}); a_{2,3} = (h_0 - h_{\text{I-OT6}});$$

$$a_{2,4} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}}); a_{2,5} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{III-OT6}});$$

$$a_{2,6} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{III-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПНД}} - h_k); a_{2,7} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{IV-OT6}});$$

$$a_{2,8} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{V-OT6}}); a_{2,9} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{VI-OT6}});$$

$$a_{2,10} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{VII-OT6}}); a_{2,11} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_{\text{VIII-OT6}});$$

$$a_{2,12} = (h_0 - h_{\text{II-OT6}} + h_{\text{ВХ}}^{\text{ПСД}} - h_k); a_{3,2} = (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-7}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-6}}); a_{3,3} = -(h_{\text{I-OT6}} - h_{\text{др}}^{\text{ПВД-7}});$$

$$a_{4,2} = (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-6}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-5}}); a_{4,3} = -(h_{\text{др}}^{\text{ПВД-7}} - h_{\text{др}}^{\text{ПВД-6}}); a_{4,4} = -(h_{\text{II-OT6}} - h_{\text{др}}^{\text{ПВД-6}});$$

$$a_{5,2} = (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-5}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДПВ}} - \Delta h_{\text{пн}}); a_{5,n} = -(h_{\text{др}}^{\text{ПВД-6}} - h_{\text{др}}^{\text{ПВД-5}}), (n = 3 \div 4);$$

$$a_{5,5} = -(h_{\text{III-OT6}} - h_{\text{др}}^{\text{ПВД-5}}); a_{6,2} = \Delta h_{\text{пн}} / \eta_{\text{пн}}; a_{6,6} = -(h_{\text{ВХ}}^{\text{ТПН}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ТПН}}) \eta_{\text{м}}^{\text{ТПН}}; a_{7,2} = 1;$$

$$a_{7,n} = -1, (n = 3 \div 12); a_{8,2} = h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДПВ}}; a_{8,n} = -h_{\text{др}}^{\text{ПВД-5}}, (n = 3 \div 5); a_{8,6} = -h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}};$$

$$a_{8,7} = -h_{\text{IV-OT6}}; a_{8,n} = -h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}}, (n = 8 \div 12); a_{9,n} = -(h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}}), (n = 6, 9 \div 12);$$

$$\begin{aligned}
a_{9,8} &= (h_{V\text{-отб}} - h_{\text{др}}^{\text{ПНД-4}}) - (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}}); \quad a_{9,8} = (h_{V\text{-отб}} - h_{\text{др}}^{\text{ПНД-4}}) - (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}}); \\
a_{10,8} &= (h_{\text{др}}^{\text{ПНД-4}} - h_{\text{др}}^{\text{ПНД-3}}) - (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}}); \quad a_{10,9} = (h_{VI\text{-отб}} - h_{\text{др}}^{\text{ПНД-3}}) - (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}}); \\
a_{11,n} &= (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-1}}), (n = 6, 11 \div 12); \quad a_{11,8} = a_{11,9} = -(h_{\text{др}}^{\text{ПНД-3}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}}); \\
a_{11,10} &= -(h_{VII\text{-отб}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}}); \quad a_{12,n} = -(h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-1}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}), (n = 6, 12); \\
a_{12,11} &= (h_{VIII\text{-отб}} - h_{\text{др}}^{\text{ПНД-1}}) - (h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-1}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}); \quad a_{13,6} = (h_{\text{к}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}); \quad a_{13,11} = (h_{\text{др}}^{\text{ПНД-1}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}); \\
a_{13,12} &= (h_{\text{к}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}); \quad a_{13,13} = -c_p W_{\text{ц.в}};
\end{aligned}$$

коэффициенты $a_{m,n}$, значение которых не перечислены выше, принимаются равными нулю; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $\eta_{\text{ПК}}$ – КПД парового котла (брутто); h_0 – удельная энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}}$ – удельная энтальпия пара перед отсечным клапаном ЦСД турбины, кДж/кг; $h_{I\text{-отб}}$; $h_{II\text{-отб}}$; $h_{III\text{-отб}}$; $h_{IV\text{-отб}}$; $h_{V\text{-отб}}$; $h_{VI\text{-отб}}$; $h_{VII\text{-отб}}$ и $h_{VIII\text{-отб}}$ – удельная энтальпия пара в камерах I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII отборов турбины соответственно, кДж/кг; $h_{\text{вх}}^{\text{ПНД}}$ – удельная энтальпия пара на входе в ЦНД, кДж/кг; $h_{\text{к}}$ – удельная энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг; $h_{\text{др}}^{\text{ПВД-7}}$; $h_{\text{др}}^{\text{ПВД-6}}$ и $h_{\text{др}}^{\text{ПВД-5}}$ – удельная энтальпия дренажа на выходе из ПВД-7, ПВД-6 и ПВД-5 соответственно, кДж/кг; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-7}}$; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-6}}$; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД-5}}$ и $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ДПВ}}$ – удельная энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-7, ПВД-6, ПВД-5 и ДПВ соответственно, кДж/кг; $\Delta h_{\text{пн}}$ – повышение удельной энтальпии питательной воды в питательном насосе, кДж/кг; $\eta_{\text{пн}}$ – механический КПД питательного насоса; $h_{\text{вх}}^{\text{ТПН}}$ и $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ТПН}}$ – удельная энтальпия пара на входе в ТПН и выходе из него соответственно, кДж/кг; $\eta_{\text{м}}^{\text{ТПН}}$ – механический КПД ТПН; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-4}}$; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-3}}$; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-2}}$ и $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНД-1}}$ – удельная энтальпия основного турбинного конденсата на выходе из ПНД-4, ПНД-3, ПНД-2 и ПНД-1 соответственно кДж/кг; $h_{\text{др}}^{\text{ПНД-4}}$; $h_{\text{др}}^{\text{ПНД-3}}$ и $h_{\text{др}}^{\text{ПНД-1}}$ – удельная энтальпия дренажа на выходе из ПНД-4, ПНД-3 и ПНД-1 соответственно, кДж/кг; $h_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}$ – удельная энтальпия основного турбинного конденсата на

выходе из конденсатора, кДж/кг; c_p – удельная изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·К); $W_{ц.в}$ – расход циркуляционной воды, кг/с; $x_1 = B_{пк}$; $x_2 = G_0$; $x_3 = G_1$; $x_4 = G_2$; $x_5 = G_3$; $x_6 = G_4$; $x_7 = G_5$; $x_8 = G_6$; $x_9 = G_7$; $x_{10} = G_8$; $x_{11} = G_9$; $x_{12} = G_{10}$; $x_{13} = \Delta t^K$; $B_{пк}$ – общий расход топлива на паровой котел, кг/с; G_0 – расход свежего пара на паровую турбину, кг/с; $G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, G_6, G_7, G_8, G_9$ и G_{10} – расход греющего пара на ПВД-7, ПВД-6, ПВД-5, ТПН, ДПВ, ПНД-4, ПНД-3, ПНД-2, ПНД-1 и конденсатор соответственно, кг/с; Δt^K – величина нагрева циркуляционной воды в конденсаторе, °С; $b_1 = b_3 = \dots = b_{13} = 0$; $b_2 = N_э / (\eta_m \eta_{э.г})$; $N_э$ – электрическая мощность паровой турбины, кВт; η_m – механический КПД; $\eta_{э.г}$ – КПД электрогенератора.

Решение системы уравнений (2.1) выполняется методом обращения матрицы [162]:

$$X = A^{-1} \cdot B. \quad (2.2)$$

Найденные в ходе решения системы (2.1) расходы теплоносителей позволяют перейти ко второму этапу моделирования ПТУ – определению распределения давления пара по её проточной части.

Для расчета относительного внутреннего КПД ЦВД, ЦСД и ЦНД предложена аппроксимирующая зависимость вида

$$\eta_{oi} = c \cdot (1 - b \cdot e^{-a \bar{G}}), \quad (2.3)$$

где c, b и a – эмпирические коэффициенты; \bar{G} – относительный массовый расход пара через отсек (цилиндр) паровой турбины.

Для расчета профиля изменения давления пара по проточной части паровой турбины при переменном пропуске перегретого пара использованы сетка расходов А.В. Щегляева [74] для регулирующей ступени и формула Стодолы-Флюгеля [74], записанная для отсеков паровой турбины в виде системы

$$\begin{cases} \frac{G_j}{G_{j,o}} = \varphi_j \sqrt{\frac{p_j^2 - p_{j+1}^2}{p_{j,o}^2 - p_{j+1,o}^2}} \sqrt{\frac{p_{j,o} v_{j,o}}{p_j v_j}}, (j = \overline{1, J}); \\ p_{J+1} = p_k, (j = J), \end{cases} \quad (2.4)$$

где G – расход пара через отсек, кг/с; $\varphi = F/F_0$ – относительная площадь проходного сечения турбинной решетки; F – площадь проходного сечения турбинной решетки, м²; p – давление пара на входе в отсек, Па; v – удельный объем пара на входе в отсек, м³/кг; индексы: j – номер отсека; J – общее количество отсеков турбины; «к» – параметры пара в конденсаторе паровой турбины; наличие индекса «о» указывает на режим при расчетном расходе пара, а его отсутствие – на режим с новым расходом пара.

Решение системы уравнений (2.4) относительно давления пара на входе в j -й отсек, ограничиваясь положительным значением корня, записано в виде

$$\begin{cases} p_j = a_j/2 + \sqrt{(a_j/2)^2 + p_{j+1}^2}, (j = \overline{1, J}); \\ p_{J+1} = p_k, (j = J), \end{cases} \quad (2.5)$$

где $a_j = \left(\frac{G_j}{\theta_{j,o}}\right)^2 \frac{v_j}{\varphi_j^2}$, здесь $\theta_{j,o} = \left(G_{j,o} \sqrt{p_{j,o} v_{j,o}}\right) / \sqrt{p_{j,o}^2 - p_{j+1,o}^2}$ – расчетный комплекс [165], характеризующий пропускную способность j -го отсека паровой турбины, значение которого находится в ходе параметрической идентификации модели.

Математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины, позволяющая рассчитать распределение давления пара по проточной части, представлена совокупностью систем линейных (2.1) и нелинейных (2.3) и (2.5) уравнений, решение которых выполняется методом итераций согласно нижеприведенному алгоритму:

1. Определяются расходы теплоносителя по отсекам турбины в ходе решения системы уравнений (2.1) для режима, которому соответствует новое значение N_s (или G_0), в соответствии с матричной формализацией балансовых соотношений энергии и массы по элементам принципиальной тепловой схемы. В первом приближении ($k=1$) задаются распределением давления пара по проточной части паровой турбины: $P^k = \{p_j^k\}, (j = \overline{1, J})$.

2. Определяется давление пара по проточной части турбины $P^{k+1} = \{p_j^{k+1}\}, (j = \overline{1, J})$, последовательно используя выражение (2.5) для всех отсеков, начиная с последнего. Учитывая степень парциальности регулирующей ступени, расчет давления в камере регулирующей ступени осуществляется с учетом сетки А.В. Щегляева для относительных расходов перегретого пара через турбинную решетку с суживающимися каналами [74].

3. Производится построение процесса расширения пара в турбине по известной методике [153] в h,s -диаграмме, учитывая зависимость (2.3) относительного внутреннего КПД проточной части отсеков цилиндров турбины от расхода пара.

4. Пункты 2 и 3 расчетного алгоритма повторяются до достижения заданной точности, которая сравнивается с расхождением давлений пара, полученным в ходе текущей ($k+1$) и предыдущей (k) итераций:

$$\max_j \{ |p_j^{k+1} - p_j^k| \} \leq \varepsilon. \quad (2.6)$$

5. Завершается расчет при выполнении условия (2.6), и организуется вывод результатов. В противном случае пункты 2; 3 и 4 расчетного алгоритма повторяются до достижения заданной точности.

Значения параметров теплоносителей, использованные в качестве исходных данных при проведении численного моделирования на примере конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ, указаны в таблице 2.1.

Дополнительные параметры по системе регенерации паровой турбины, питательной установке, а также конструктивные параметры принимаются согласно [166]. Определение значений необходимых теплофизических величин теплоносителя в характерных точках принципиальной тепловой схемы конденсационной турбоустановки (рисунок 2.1) для матричной модели (2.1) осуществляется в соответствии со справочным материалом [167] и электронными таблицами свойств воды и водяного пара [168].

Таблица 2.1. Исходные данные для численного моделирования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Давление свежего пара p_0 , кгс/см ² (МПа)	240 (23,54)
2	Температура свежего пара t_0 , °С	540
3	Температура пара после промежуточного перегрева $t_{п.п}$, °С	540
4	Давление в ДПВ $p^{ДПВ}$, кгс/см ² (МПа)	7 (0,69)
5	Потеря давления Δp в, %	
	органах паровпуска ЦВД	5
	органах паровпуска ЦСД	5
	органах паровпуска ТПН	3
	тракте промежуточного перегрева	10,8
	перепускных паропроводах между ЦСД и ЦНД	2
6	Относительный внутренний КПД ТПН $\eta_{oi}^{ТПН}$	0,860
7	Механический КПД питательного насоса $\eta_m^{ПН}$	0,850
8	Механический КПД ТПН $\eta_m^{ТПН}$	0,980
9	Недогрев воды до температуры насыщения греющего пара δt в, °С:	
	ПВД-7, ПВД-6 и ПВД-5 ПНД-4, ПНД-3 и ПНД-1	1,5 3
10	Гидравлическое сопротивление трубной системы $\Delta p_{т.с}$ в, МПа:	
	ПВД-7, ПВД-6 и ПВД-5 ПНД-4, ПНД-3 и ПНД-1	0,14 0,05
11	Недогрев воды до температуры насыщения пара в конденсаторе δt_k , °С:	5
12	Давление пара в конденсаторе турбины p_k , кгс/см ² (кПа)	0,035 (3,43)
13	Расход циркуляционной воды $W_{ц.в}$, м ³ /с (кг/с)	36000 (10000)
14	Низшая теплота сгорания топлива Q_n^p , кДж/кг	29308
15	КПД парового котла (брутто) $\eta_{пк}$	0,985
16	Механический КПД η_m	0,970
17	КПД электрогенератора $\eta_{э.г}$	0,988

Результаты расчетного анализа, выполненного в рамках разработанной математической модели (2.1), (2.3) и (2.5), представлены на рисунках 2.2 – 2.4. В процессе идентификации модели были использованы параметры, принятые по данным из типовой ЭХ [169] турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ при электрической нагрузке, равной 300 МВт. С целью нахождения численных значений расчетного комплекса $\theta_{j,o}$ для каждого j -го отсека паровой турбины используется метод наименьших квадратов [162].

В роли оценочного показателя, позволяющего количественно оценить адекватность математической модели, используется величина относительной погрешности результатов расчета

$$\delta y = \frac{|y^{расч} - y^{исх}|}{y^{исх}} \cdot 100, \quad (2.7)$$

где y – технологический параметр; индексы: «*расч*» относится к значению технологического параметра, рассчитанному с помощью математической модели; «*исх*» – к значению технологического параметра, принятого в качестве исходного, например, полученного от контрольно-измерительного прибора.

Для проверки на адекватность математической модели паровой турбины используются значения давления пара в характерных точках контроля по проточной части паровой турбины. Исходные значения выбранных технологических показателей приняты в соответствии с типовой ЭХ [169] для рассматриваемого турбоагрегата.

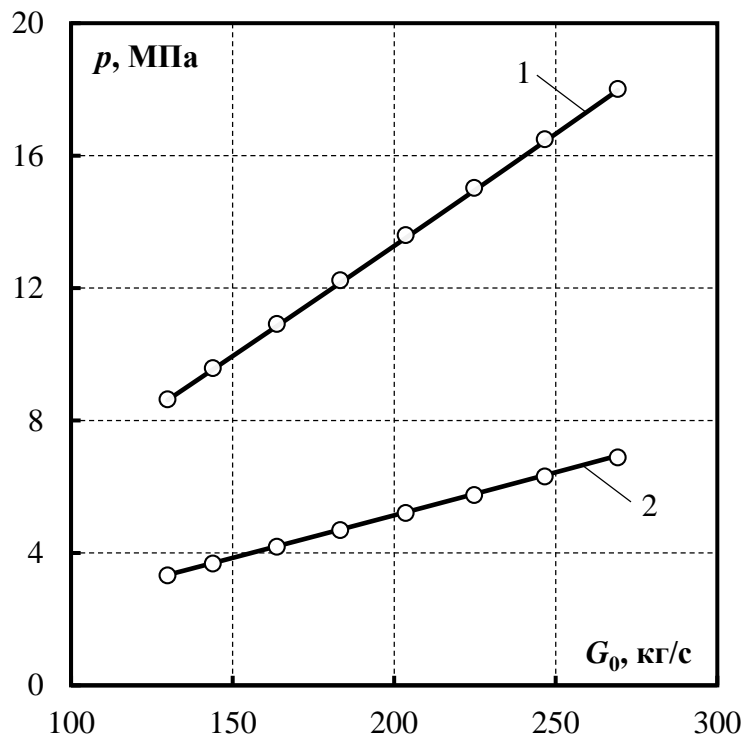


Рисунок 2.2. Зависимость давления пара от расхода свежего пара на турбину. Точки – исходные значения (по данным [169]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Линии: 1 – давление пара в камере регулирующей ступени; 2 – давление пара в камере I отбора турбины. Прочие обозначения приведены в тексте

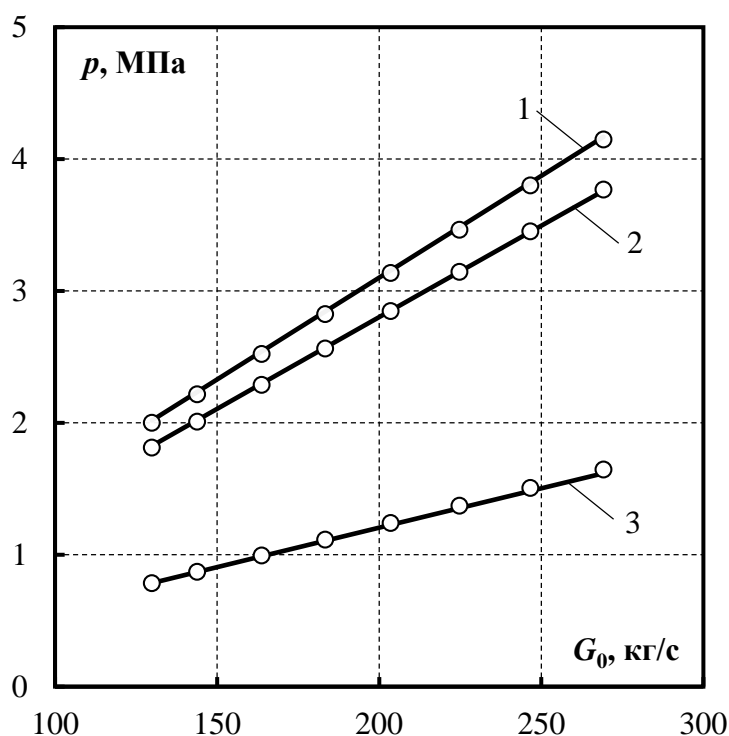


Рисунок 2.3. Зависимость давления пара от расхода свежего пара на турбину. Точки – исходные значения (по данным [169]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Линии: 1 – давление пара в камере II отбора турбины; 2 – давление пара на входе в ЦСД; 3 – давление пара в камере III отбора турбины. Прочие обозначения приведены в тексте

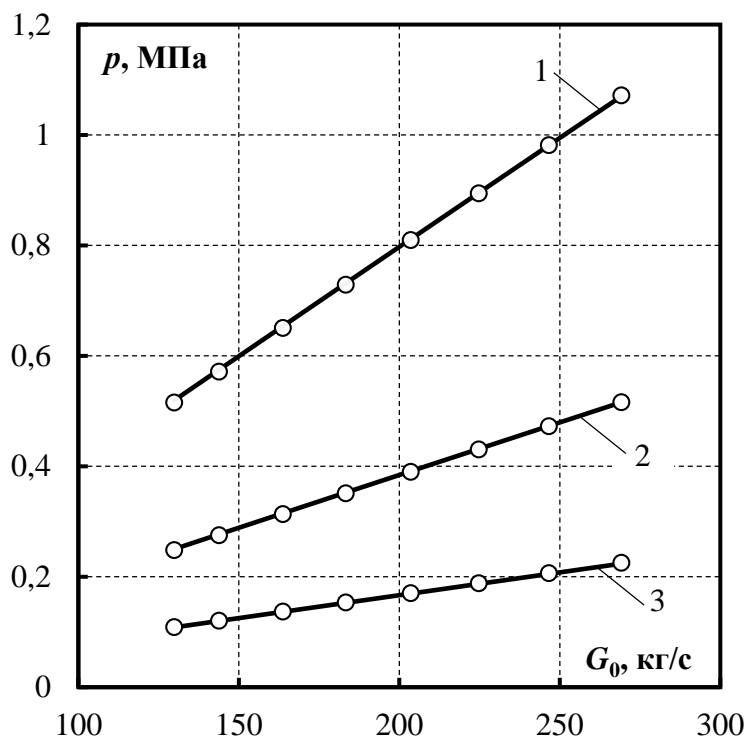


Рисунок 2.4. Зависимость давления пара от расхода свежего пара на турбину. Точки – исходные значения (по данным [169]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Линии: 1 – давление пара в камере IV отбора турбины; 2 – давление пара в камере V отбора турбины; 3 – давление пара в камере VI отбора турбины. Прочие обозначения приведены в тексте

Графики на рисунках 2.2 – 2.4 характеризуют адекватность разработанной математической модели проточной части паровой турбины на качественном уровне. Проведенный количественный анализ полученных данных позволяет заключить, что применительно к конденсационной турбоустановке с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 152 до 300 МВт позволяет определить давление пара в камере регулирующей ступени и в камерах отборов турбины с приемлемой для инженерных расчетов точностью (максимальная относительная погрешность результатов расчета давления пара, выполненного по модели, из рассчитанных по формуле (2.7), составила 1,1 %).

Для оценки возможности использования разработанной модели для решения задач диагностики технического состояния проточной части паровой турбины проведен анализ чувствительности результатов модельных расчетов к возмущениям входных сигналов.

В данном случае изменение площади проходного сечения турбинных решеток отсеков паровой турбины моделируется путем изменения параметра φ в выражении (2.5) на 5 и 10 % относительно исходного состояния ($\varphi = 1$ – исходное состояние, соответствующее значениям типовой ЭХ). В соответствии с РД 34.37.401-85 [67] предельным относительным приростом давления пара в контрольной ступени, т.е. в камере регулирующей ступени, при превышении которого должна быть организована химическая промывка [170] проточной части, является увеличение номинального значения давления на 10 %, которому соответствует параметр φ , равный 0,89.

Рассматриваются следующие отсеки паровой турбины, при моделировании которых были учтены тестовые модельные возмущения: отсек между камерой регулирующей ступени и камерой I отбора; отсек между камерами III и IV отборов; отсек между камерами IV и V отборов.

На рисунках 2.5 и 2.6 представлены результаты исследования анализа чувствительности модельных расчетов давления пара в камерах отборов турбины.

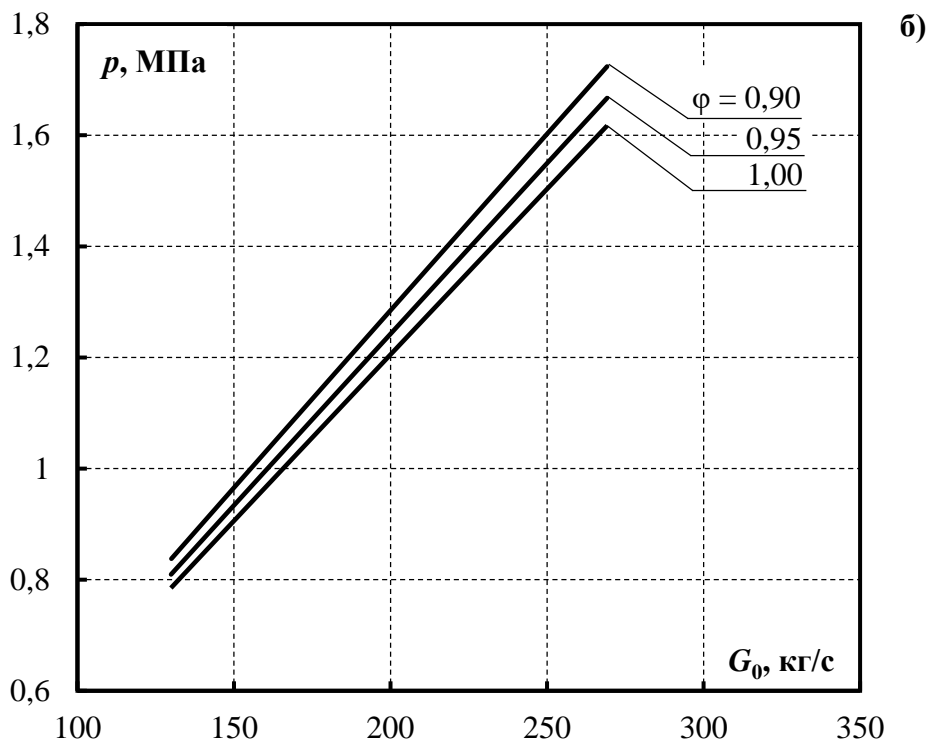
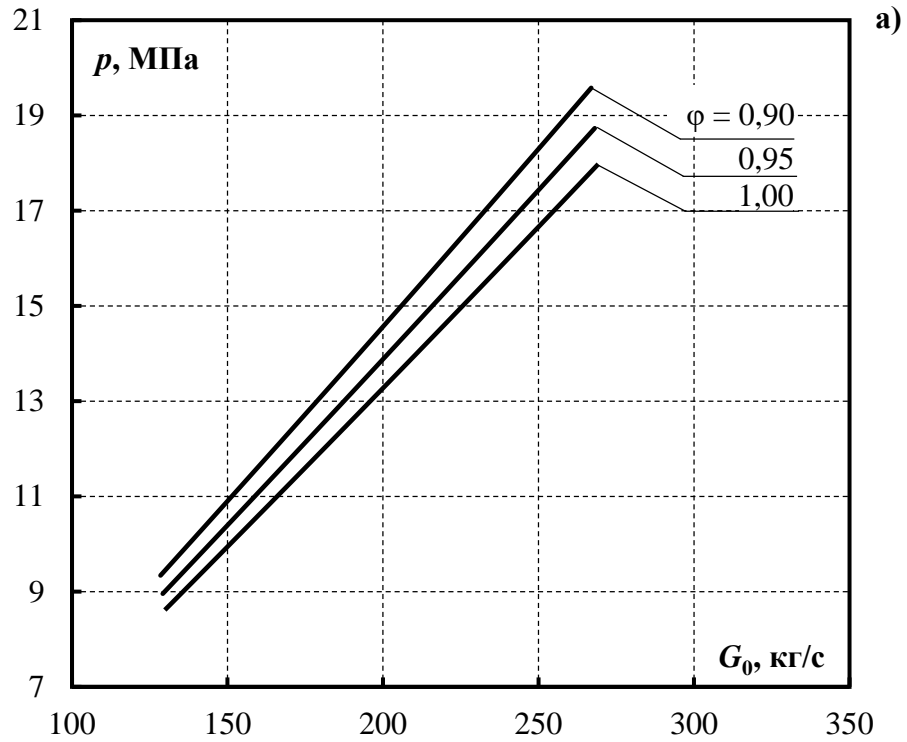


Рисунок 2.5. Зависимость давления пара от расхода свежего пара на турбину при различных значениях ϕ : а) – давление пара в камере регулирующей ступени; б) – давление пара в камере III отбора турбины. Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Прочие обозначения приведены в тексте

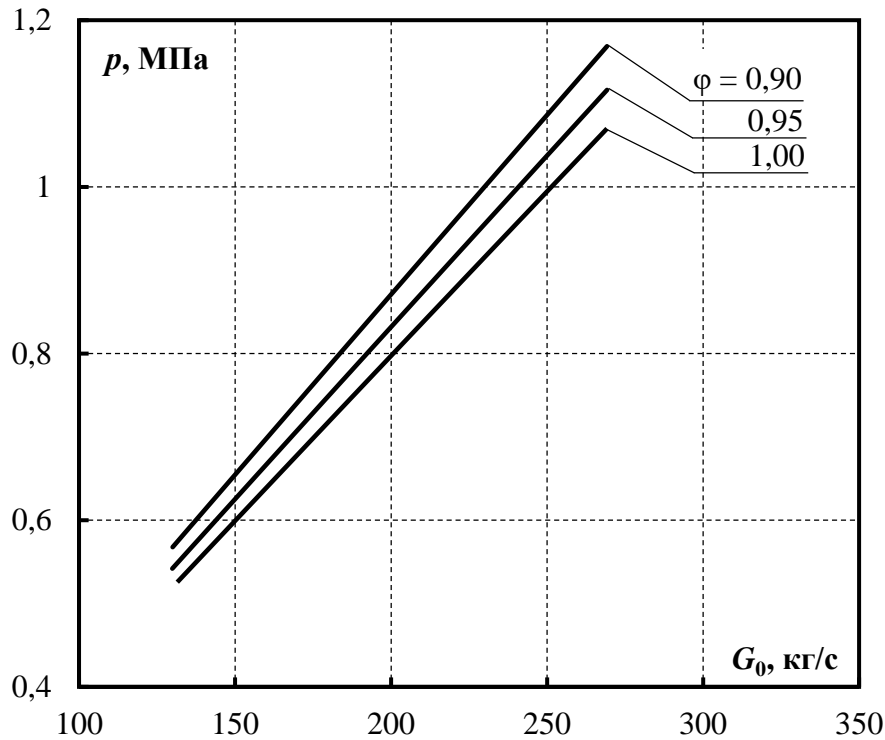


Рисунок 2.6. Зависимость давления пара в камере IV отбора турбины от расхода свежего пара при различных значениях ϕ . Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Прочие обозначения приведены в тексте

Расчетный анализ показал значимые изменения давления пара по проточной части, что свидетельствует о перспективности использования полученных результатов для диагностики технического состояния проточной части и определения повреждённых отсеков паровой турбины.

Таким образом, результаты моделирования режимов работы паровой турбины с использованием разработанной матричной математической модели продемонстрировали значимое изменение расходных характеристик, что в дальнейшем позволит диагностировать техническое состояние, т.е. идентифицировать и локализовать неисправность (дефект), проточной части паровой турбины.

2.1.2. Учет эффективности отсеков (цилиндров) паровой турбины при её расчетном анализе

Ранее [150] было разработано математическое описание многопоточной энергомассообменной системы на примере теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «ПТ» с двумя регулируемыми отборами пара, принципиальная тепловая схема которой представлена на рисунке 2.7.

Анализ результатов [150], выполненных применительно к турбине типа ПТ-65/75-130/13, установил, что в диапазоне изменения нагрузок производственного отбора от 0 до 20 Гкал/ч (от 0 до 23,26 МВт) предложенная модель удовлетворительно описывает исходные ЭХ рассматриваемого турбоагрегата. Однако при дальнейшем увеличении нагрузки производственного отбора от 20 до 140 Гкал/ч (от 23,26 до 162,82 МВт) происходит существенное увеличение расхождения между исходными и расчетными данными.

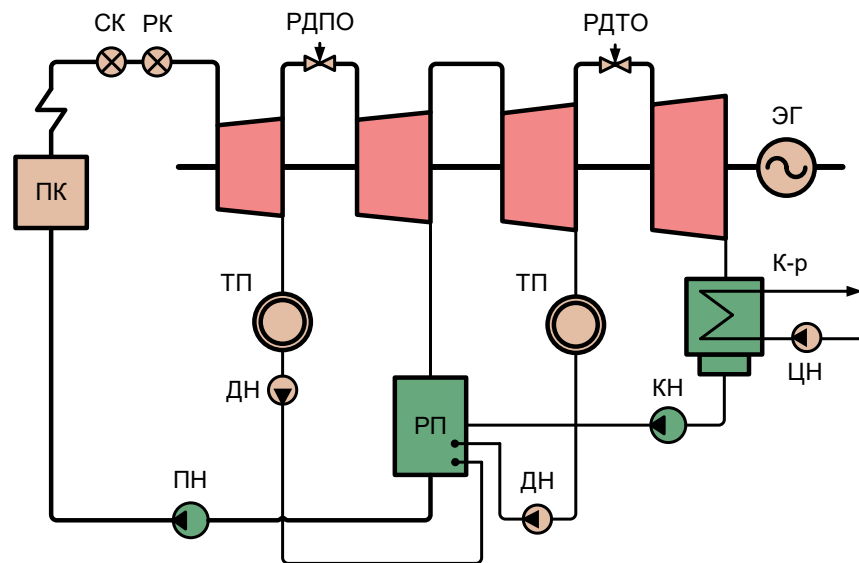


Рисунок 2.7. Расчетная тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «ПТ»: РДПО – регулятор давления пара производственного отбора; РДТО – регулятор давления пара теплофикационного отбора; РП – регенеративный подогреватель; ТП – тепловой потребитель; ПН – питательный насос; ДН – дренажный насос. Прочие обозначения соответствуют рисунку 2.1

Причиной наблюдаемого рассогласования является сделанное при построении модели допущение об одинаковой для всех цилиндров турбины аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД проточной части от расхода пара.

Для устранения указанного рассогласования предлагается увеличить степень декомпозиции моделируемой системы (рисунок 2.7). Для этого в паровой турбине условно выделяются четыре отсека, для каждого из которых выбирается своя аппроксимирующая зависимость относительного внутреннего КПД проточной части от расхода пара.

При анализе паровой турбины типа «ПТ» для расчета относительного внутреннего КПД предлагаются два варианта, отличающиеся числом используемых эмпирических коэффициентов. Первому варианту соответствует зависимость (2.3). В рамках второго варианта рассматривается зависимость вида

$$\eta_{oi,j} = c \cdot (1 - b_j \cdot e^{-a_j \cdot \overline{G}_j}), (j = \overline{1,4}), \quad (2.8)$$

где индекс: j – номер отсека.

Построение в h,s -диаграмме процесса расширения пара в турбине осуществляется по известной методике [153].

Выражение для расчета удельной энтальпии пара на выходе из каждого отсека примет следующий вид:

$$\begin{cases} h_1 = h_0 - (h_0 - h_1^{ns}) \cdot \eta_{oi,1}; \\ h_j = h_{j-1} - (h_{j-1} - h_j^{ns}) \cdot \eta_{oi,j}, (j = \overline{2,4}), \end{cases} \quad (2.9)$$

где h – удельная энтальпия греющего пара на выходе из отсека (цилиндра) турбины, кДж/кг; h_0 – удельная энтальпия свежего пара, кДж/кг; h^{ns} – удельная энтальпия греющего пара на выходе из отсека (цилиндра) в случае изоэнтропийного расширения пара, кДж/кг; индекс: j – номер отсека.

В рамках матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы по элементам принципиальной тепловой схемы (рисунок 2.7) записывается система уравнений в матричной форме:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{B}, \quad (2.10)$$

где $\mathbf{A} = \{a_{m,n}\}, (m = \overline{1,7}; n = \overline{1,7})$ – матрица коэффициентов системы;

$\mathbf{X} = \{x_m\}, (m = \overline{1,7})$ – вектор-столбец неизвестных членов;

$\mathbf{B} = \{b_m\}, (m = \overline{1,7})$ – вектор-столбец свободных членов; $a_{1,1} = Q_{\text{н}}^p \eta_{\text{пк}}$;

$a_{1,2} = -(h_0 - h_2')$; $a_{2,3} = -(h_0 - h_1)$; $a_{2,4} = -(h_0 - h_2)$; $a_{2,5} = -(h_0 - h_3)$;

$a_{2,6} = -(h_0 - h_4)$; $a_{3,2} = 1$; $a_{3,n} = -1, (n = \overline{3,6})$; $a_{4,2} = h_2'$; $a_{4,3} = -h_1'$; $a_{4,4} = -h_2$;

$a_{4,5} = -h_3'$; $a_{4,6} = -h_4'$; $a_{5,6} = (h_4 - h_4')$; $a_{5,7} = -c_p W_{\text{ц.в}}$; $a_{6,3} = (h_1 - h_1')$;

$a_{7,5} = (h_3 - h_3')$; коэффициенты $a_{m,n}$, значение которых не перечислены выше, принимаются равными нулю; $Q_{\text{н}}^p$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_{\text{пк}}$ – КПД парового котла (брутто); h_2' – удельная энтальпия питательной воды на выходе из регенеративного подогревателя, кДж/кг; $h_j, (j = \overline{1,4})$ – удельная энтальпия греющего пара на выходе из j -го отсека (цилиндра) турбины, кДж/кг; h_1' и h_3' – удельная энтальпия конденсата, возвращаемого от теплового потребителя, подключенного по пару к производственному и теплофикационному отборам турбины соответственно, кДж/кг; h_4' – удельная энтальпия конденсата после конденсатора, кДж/кг; c_p – удельная изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·К); $W_{\text{ц.в}}$ – расход циркуляционной воды, кг/с; $x_1 = B_{\text{пк}}$; $x_2 = G_0$; $x_3 = G_{\text{п.о}}$; $x_4 = G_p$; $x_5 = G_{\text{т.о}}$; $x_6 = G_k$; $x_7 = \Delta t^K$; $B_{\text{пк}}$ – общий расход топлива на паровой котел, кг/с; G_0 – расход свежего пара на паровую турбину, кг/с; $G_{\text{п.о}}$ и $G_{\text{т.о}}$ – расход пара на ТП, подключенного по пару к производственному и теплофикационному отборам турбины соответственно, кг/с; G_p и G_k – расход пара на регенеративный подогреватель и в конденсатор соответственно, кг/с; Δt^K – величина нагрева циркуляционной воды в конденсаторе, °С; $b_1 = b_3 = b_4 = b_5 = 0$; $b_2 = N_{\text{э}}/(\eta_{\text{м}}\eta_{\text{э.г}})$; $b_6 = Q_{\text{п.о}}$; $b_7 = Q_{\text{т.о}}$; $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность электрогенератора, кВт; $\eta_{\text{м}}$ – механический КПД; $\eta_{\text{э.г}}$ – КПД электрогенератора; $Q_{\text{п.о}}$ и $Q_{\text{т.о}}$ – тепловая нагрузка производственного и теплофикационного отборов соответственно, кВт; индекс: j – номер отсека.

Решение системы уравнений (2.10) выполняется методом обращения матрицы [162]:

$$X = A^{-1} \cdot B. \quad (2.11)$$

В качестве интегрального показателя, позволяющего проверить адекватность разработанной модели, выступает удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии, формула для определения которого выглядит следующим образом,

$$q^{\text{бр}} = \frac{G_0(h_0 - h_2') - Q_{\text{п.о}} - Q_{\text{т.о}}}{N_{\text{э}}}. \quad (2.12)$$

Значения параметров теплоносителей, использованные в качестве исходных данных при проведении численного моделирования на примере теплофикационной турбоустановки с турбиной типа ПТ-65/75-130/13, указаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Исходные данные для численного моделирования теплофикационной турбоустановки с турбиной типа ПТ-65/75-130/13

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Давление свежего пара p_0 , кгс/см ² (МПа)	130 (12,75)
2	Температура свежего пара t_0 , °С	555
3	Давление пара в регулируемом производственном отборе p_1 , кгс/см ² (МПа)	13 (1,27)
4	Давление пара в камере отбора турбины, подключенного по пару к регенеративному подогревателю p_2 , кгс/см ² (кПа)	6 (588,40)
5	Давление пара в регулируемом теплофикационном отборе p_3 , кгс/см ² (кПа)	1,2 (117,68)
6	Давление пара в конденсаторе турбины p_4 , кгс/см ² (кПа)	0,05 (4,90)
7	Расход циркуляционной воды $W_{ц.в.}$, м ³ /с (кг/с)	8000 (2222,2)
8	Низшая теплота сгорания топлива Q_n^p , кДж/кг	29308
9	КПД парового котла (брутто) $\eta_{ПК}$	0,985
10	Механический КПД η_m	0,970
11	КПД электрогенератора $\eta_{э.г}$	0,988

Определение значений необходимых теплофизических величин теплоносителя в характерных точках принципиальной тепловой схемы теплофикационной турбоустановки (рисунок 2.7) для матричной модели (2.10) осуществляется в соответствии со справочным материалом [167] и электронными таблицами свойств воды и водяного пара [168].

Результаты расчетного анализа, выполненного в рамках рассмотренной матричной модели (2.10) теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «ПТ» с учетом зависимостей (2.3) и (2.8), представлены в виде ЭХ [171, 172] турбоагрегата на рисунках 2.8 и 2.9.

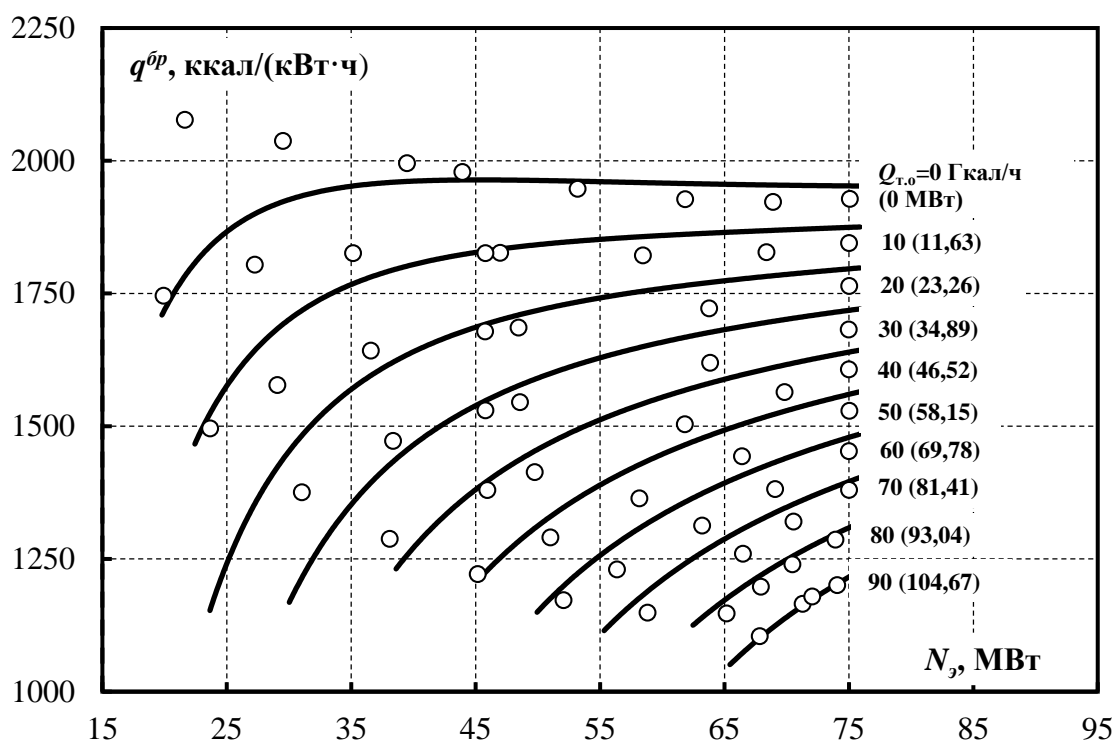


Рисунок 2.8. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа ПТ-65/75-130/13 при нагрузке производственного отбора $Q_{п.о} = 60$ Гкал/ч (69,78 МВт). Точки – исходные значения (по данным [173]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.10) и с учетом формулы (2.3). Прочие обозначения приведены в тексте

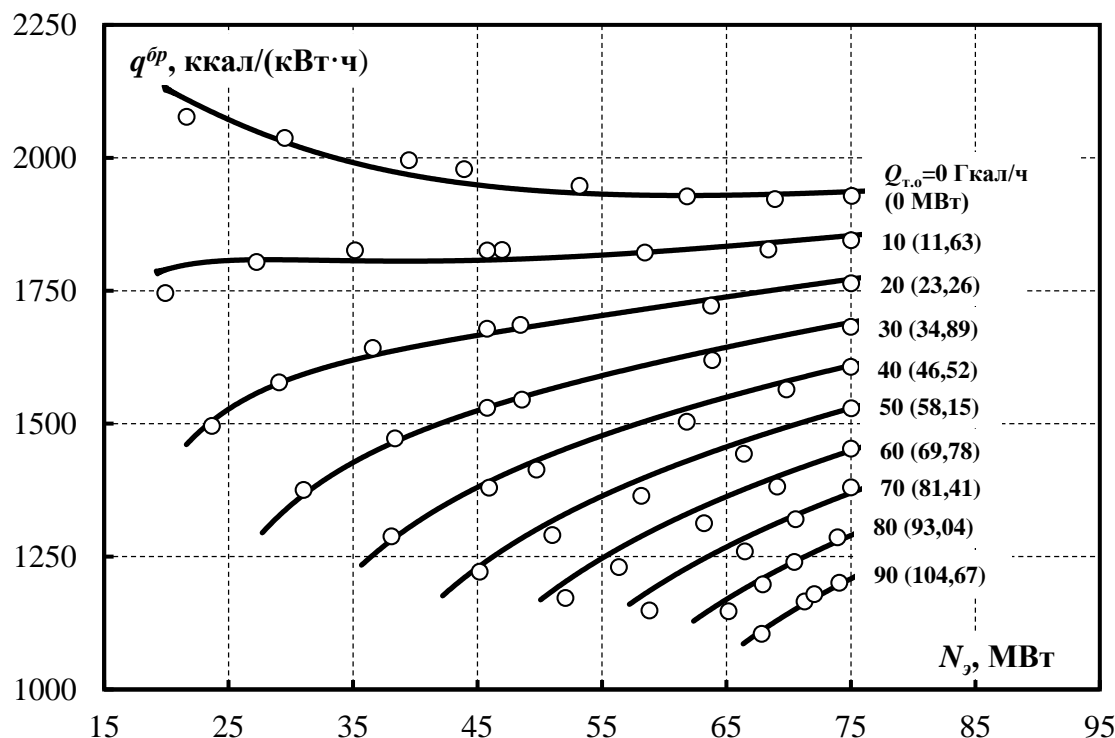


Рисунок 2.9. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа ПТ-65/75-130/13 при нагрузке производственного отбора $Q_{п.о} = 60$ Гкал/ч (69,78 МВт). Точки – исходные значения (по данным [173]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.10) и с учетом формулы (2.8). Прочие обозначения приведены в тексте

Исходные значения удельного расхода тепловой энергии брутто для параметрической идентификации и верификации математической модели приняты по данным нормативно-технической документации по топливоиспользованию [173] действующей теплоэлектроцентрали. В качестве исходных данных для идентификации разработанной модели используются значения удельного расхода тепловой энергии брутто при величине теплофикационной нагрузки 0 и 90 Гкал/ч (0 и 104,67 МВт).

Из рисунка 2.8 видно, что результаты расчета, выполненного согласно матричной модели (2.10) и зависимости (2.3), характеризуются существенным отклонением расчётных данных от исходных. В случае использования зависимости (2.8) (рисунок 2.9) указанное рассогласование существенно уменьшается во всем диапазоне изменения электрической нагрузки, но, с другой стороны, усложняет математическую модель за счет ввода дополнительных эмпирических коэффициентов. Проведенный количественный анализ полученных расчетных данных продемонстрировал, что зависимости (2.3) и (2.8) позволяют определить удельный расход тепловой энергии брутто с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, 3,4 и 1,0 % на всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок соответственно.

2.1.3. Учет эффективности части низкого давления паровой турбины при её расчетном анализе

Для теплофикационных турбоустановок типа «Т» условия работы турбинных ступеней части низкого давления зависят не только от электрической, но и от теплофикационной нагрузки, что, в свою очередь, обуславливает определение относительного внутреннего КПД части низкого давления турбины в зависимости от объемного расхода пара [70, 174]. С целью дальнейшего уточнения аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД проточной части паровой турбины была рассмотрена теплофикационная турбоустановка с турбиной типа «Т» (рисунок 2.10).

В качестве аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД части низкого давления от объемного расхода пара рассмотрена зависимость вида

$$\begin{cases} \eta_{oi} = c \cdot (1 - b \cdot e^{-a \cdot \bar{G}}), (\bar{G} v_k \leq 1); \\ \eta_{oi} = -f \cdot \bar{G} v_k + g, (\bar{G} v_k > 1), \end{cases} \quad (2.13)$$

где c , b , a , f и g – эмпирические коэффициенты; $\bar{G} v_k$ – относительный объемный расход пара; v_k – удельный объем пара в конце процесса расширения пара в турбине, м³/кг.

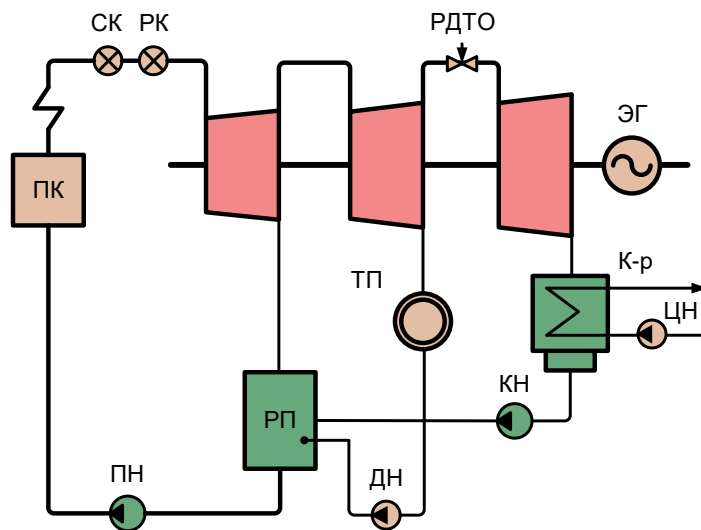


Рисунок 2.10. Расчетная тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «Т». Все обозначения соответствуют рисункам 2.1 и 2.7

В рамках матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы по элементам принципиальной тепловой схемы (рисунок 2.10) записывается система уравнений в матричной форме

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{B}, \quad (2.14)$$

где $\mathbf{A} = \{a_{m,n}\}, (m = \overline{1,6}; n = \overline{1,6})$ – матрица коэффициентов системы;

$\mathbf{X} = \{x_m\}, (m = \overline{1,6})$ – вектор-столбец неизвестных членов;

$\mathbf{B} = \{b_m\}, (m = \overline{1,6})$ – вектор-столбец свободных членов; $a_{1,1} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{пк}}$;

$a_{1,2} = -(h_0 - h'_2); \quad a_{2,3} = -(h_0 - h_1); \quad a_{2,4} = -(h_0 - h_2); \quad a_{2,5} = -(h_0 - h_3); \quad a_{3,2} = 1;$

$a_{3,n} = -1, (n = \overline{3,5}); \quad a_{4,2} = h'_2; \quad a_{4,3} = -h_1; \quad a_{4,4} = -h''_2; \quad a_{4,5} = -h'_3; \quad a_{5,5} = (h_3 - h'_3);$

$a_{5,6} = -c_p W_{ц.в}$; $a_{6,4} = (h_2 - h_2'')$; коэффициенты $a_{m,n}$, значение которых не перечислены выше, принимаются равными нулю; Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $\eta_{пк}$ – КПД парового котла (брутто); h_2' – удельная энтальпия питательной воды на выходе из регенеративного подогревателя, кДж/кг; h_j , ($j = \overline{1,3}$) – удельная энтальпия греющего пара на выходе из j -го отсека (цилиндра) турбины, кДж/кг; h_2'' – удельная энтальпия конденсата, возвращаемого от теплового потребителя, подключенного по пару к теплофикационному отбору турбины, кДж/кг; h_3' – удельная энтальпия конденсата после конденсатора, кДж/кг; c_p – удельная изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·К); $W_{ц.в}$ – расход циркуляционной воды, кг/с; $x_1 = B_{пк}$; $x_2 = G_0$; $x_3 = G_p$; $x_4 = G_{т.о}$; $x_5 = G_k$; $x_6 = \Delta t^K$; $B_{пк}$ – общий расход топлива на паровой котел, кг/с; G_0 – расход свежего пара на паровую турбину, кг/с; $G_{т.о}$ – расход пара на ТП, подключенного по пару к теплофикационному отбору турбины, кг/с; G_p и G_k – расход пара на регенеративный подогреватель и в конденсатор соответственно, кг/с; Δt^K – величина нагрева циркуляционной воды в конденсаторе, °С; $b_1 = b_3 = b_4 = b_5 = 0$; $b_2 = N_{э}/(\eta_m \eta_{э.г})$; $b_6 = Q_{т.о}$; $N_{э}$ – электрическая мощность электрогенератора, кВт; η_m – механический КПД; $\eta_{э.г}$ – КПД электрогенератора; $Q_{т.о}$ – тепловая нагрузка теплофикационного отборов, кВт; индекс: j – номер отсека.

Решение системы уравнений (2.14) выполняется методом обращения матрицы [162]:

$$X = A^{-1} \cdot B. \quad (2.15)$$

Исходные данные для проведения численного моделирования на примере теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 указаны в таблице 2.3.

Определение значений необходимых теплофизических величин теплоносителя в характерных точках принципиальной тепловой схемы теплофикационной

турбоустановки (рисунок 2.10) для матричной модели осуществляется в соответствии со справочным материалом [167] и электронными таблицами свойств воды и водяного пара [168].

Таблица 2.3. Исходные данные для численного моделирования теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Давление свежего пара p_0 , кгс/см ² (МПа)	130 (12,75)
2	Температура свежего пара t_0 , °С	545
3	Давление пара в камере отбора турбины, подключенного по пару к регенеративному подогревателю p_1 , кгс/см ² (кПа)	6 (588,40)
4	Пределы изменения давления в регулируемых отборах p_3 , кгс/см ² (кПа): в нижнем теплофикационном отборе в верхнем теплофикационном отборе	0,5 – 2,0 (49,03 – 196,13) 0,6 – 1,8 (58,84 – 176,52)
5	Давление пара в конденсаторе турбины, p_4 кгс/см ² (кПа)	0,05 (4,90)
6	Расход циркуляционной воды $W_{ц.в.}$, м ³ /с (кг/с)	16000 (4444,4)
7	Низшая теплота сгорания топлива Q_n^p , кДж/кг	29308
8	КПД парового котла (брутто) $\eta_{пк}$	0,985
9	Механический КПД η_m	0,970
10	КПД электрогенератора $\eta_{э,г}$	0,988

Исходные значения удельного расхода тепловой энергии брутто для параметрической идентификации и верификации математической модели приняты по данным нормативно-технической документации по топливоиспользованию [175] действующей теплоэлектроцентрали. В качестве исходных данных для идентификации разработанной модели используются значения удельного расхода тепловой энергии брутто при величине теплофикационной нагрузки 0 и 160 Гкал/ч (0 и 186,08 МВт) для режимов с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камерах нижнего и верхнего теплофикационного отбора 1 кгс/см² (98,07 кПа) соответственно.

При анализе паровой турбины типа «Т» для расчета относительного внутреннего КПД части низкого давления предлагаются два варианта, отличающиеся характером аппроксимирующей зависимости. В рамках первого варианта рассматривается зависимость вида

$$\eta_{oi,j} = c_j \cdot (1 - b_j \cdot e^{-a_j \cdot \bar{G}_j}), (j = \overline{1,3}), \quad (2.16)$$

где индекс j – номер отсека.

Результаты расчетного анализа, выполненного в рамках матричной модели паровой турбины типа «Т» с учетом (2.16), представлены в виде ЭХ турбоагрегата на рисунках 2.11 и 2.12.

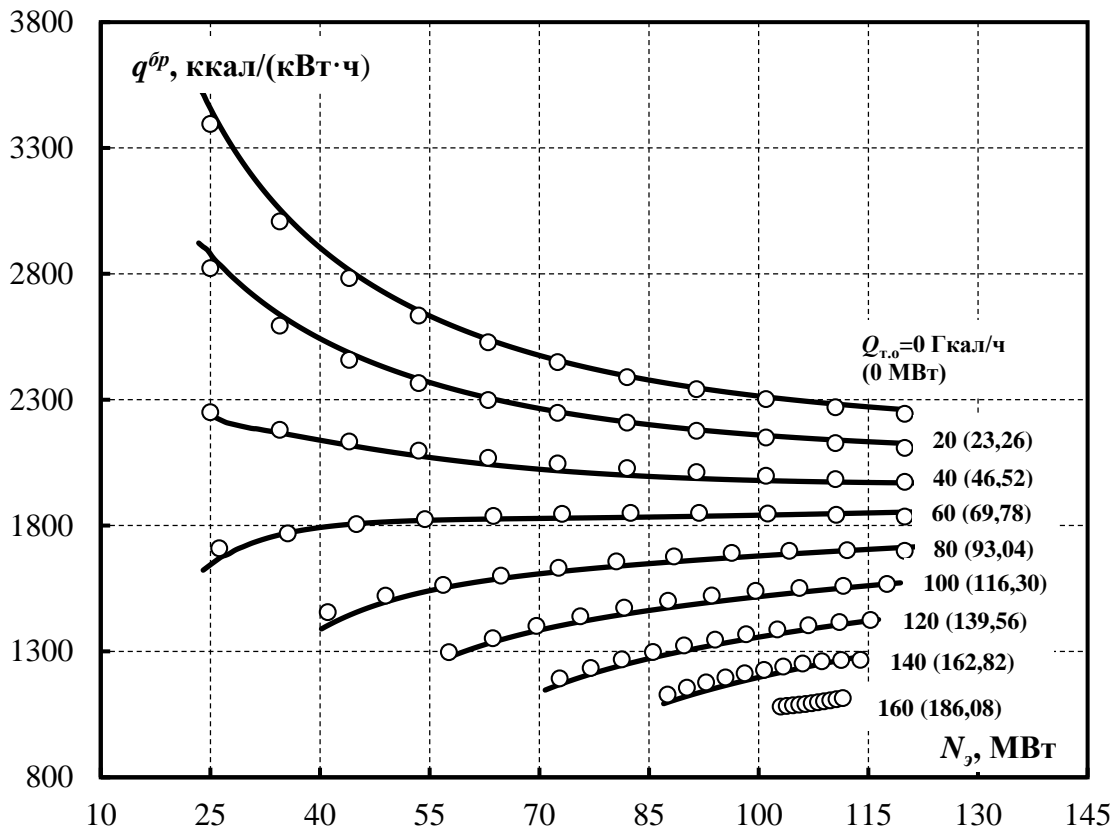


Рисунок 2.11. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа Т-100/120-130 для случая режима с одноступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камере нижнего теплофикационного отбора 1 кгс/см^2 ($98,07 \text{ кПа}$). Точки – исходные значения (по данным [175]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.14) и с учетом формулы (2.16). Прочие обозначения приведены в тексте

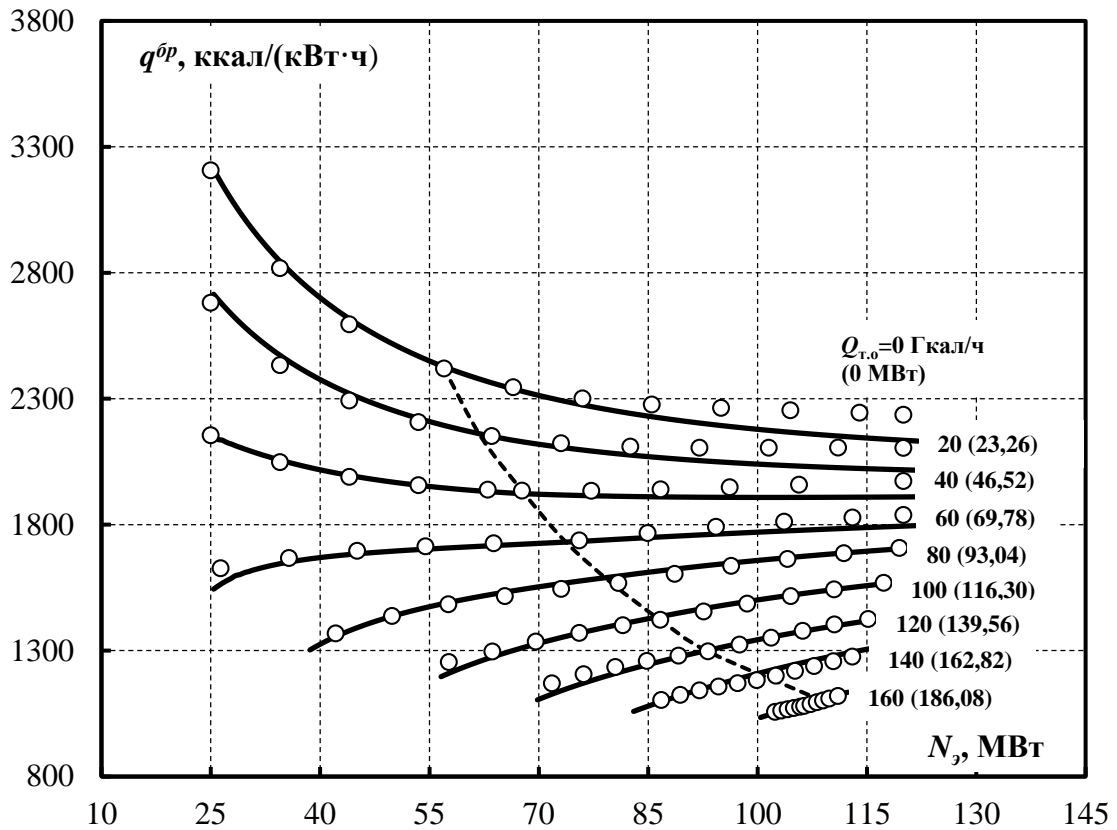


Рисунок 2.12. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа Т-100/120-130 для случая режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камере верхнего теплофикационного отбора 1 кгс/см^2 ($98,07 \text{ кПа}$). Точки – исходные значения (по данным [175]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.14) и с учетом формулы (2.16). Штриховая линия на графике соответствует левой границе зоны естественного повышения давления (момент полного открытия регулирующей диафрагмы теплофикационного отбора). Прочие обозначения приведены в тексте

Проведенный количественный анализ полученных расчетных данных продемонстрировал, что зависимость (2.14) позволяет определить удельный расход тепловой энергии брутто с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, 1,5 и 4,5 % для режимов с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камерах нижнего и верхнего теплофикационного отбора 1 кгс/см^2 ($98,07 \text{ кПа}$) соответственно во всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок.

В рамках уточнения зависимости (2.3) для паровой турбины типа «Т» была использована зависимость (2.13):

$$\eta_{oi,j} = c_j \cdot (1 - b_j \cdot e^{-a_j \cdot \overline{Gv}_k}), (j = \overline{1,2})$$

$$\begin{cases} \eta_{oi,j} = c_j \cdot (1 - b_j \cdot e^{-a_j \cdot \overline{Gv}_k}), (\overline{Gv}_k \leq 1; j = 3); \\ \eta_{oi,j} = -f \cdot \overline{Gv}_k + g, (\overline{Gv}_k > 1; j = 3) \end{cases} \quad (2.17)$$

где индекс: j – номер отсека.

В выражении (2.15) расчет относительного объемного расхода пара осуществляется согласно выражению вида

$$\overline{Gv}_k = Gv_k / Gv_k^*, \quad (2.18)$$

где Gv_k и Gv_k^* – объемный расход пара через часть низкого давления турбины в переменном режиме и режиме, которому соответствует начало зоны естественного повышения давления, т.е. при котором поворотная диафрагма (условно показанная как регулятор давления пара теплофикационного отбора (РДТО) на рисунке 2.10) находится в полностью открытом положении, м³/с.

Результаты расчетного анализа, выполненного в рамках рассмотренной матричной модели (2.14) паровой турбины типа «Т» с учетом зависимости (2.17), представлены в виде ЭХ турбоагрегата на рисунках 2.13 и 2.14.

Использование зависимости (2.17) для режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды позволяет добиться наименьшего отклонения расчетных данных от исходных в данном диапазоне изменения электрической и теплофикационной нагрузок. Проведенный количественный анализ полученных расчетных данных продемонстрировал, что зависимость (2.17) позволяет определить удельный расход тепловой энергии брутто с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, 1,2; 1,1 и 1,2 % для режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камере верхнего теплофикационного отбора 0,8; 1,0 и 1,2 кгс/см² (78,45; 98,07 и 117,68 кПа) соответственно во всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок.

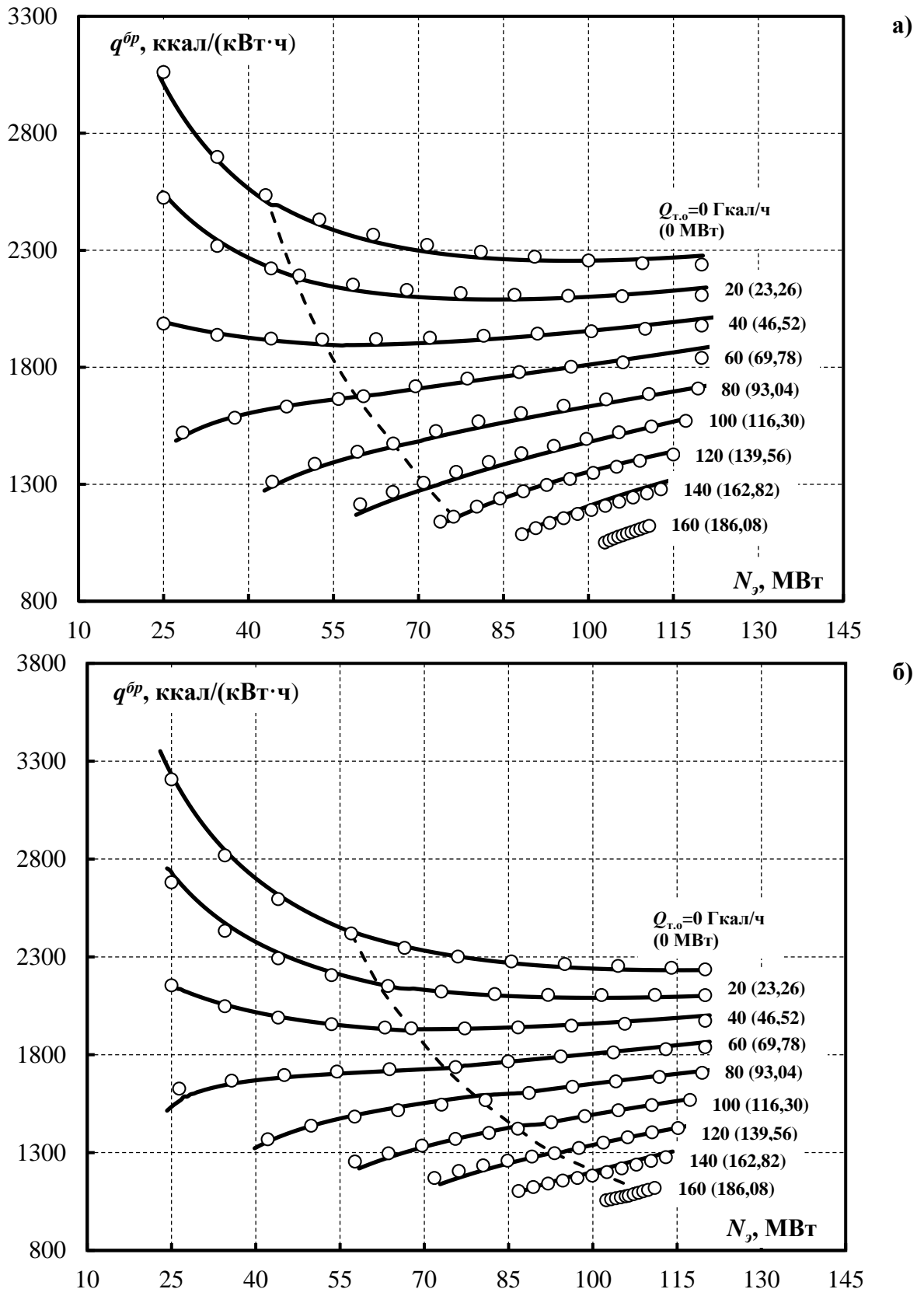


Рисунок 2.13. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа Т-100/120-130 для случая режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды. Точки – исходные значения (по данным [175]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.14) и с учетом формулы (2.17). Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора а) $0,8 \text{ кгс/см}^2$ ($78,45 \text{ кПа}$) и б) 1 кгс/см^2 ($98,07 \text{ кПа}$). Прочие обозначения соответствуют рисунку 2.12. Прочие обозначения приведены в тексте

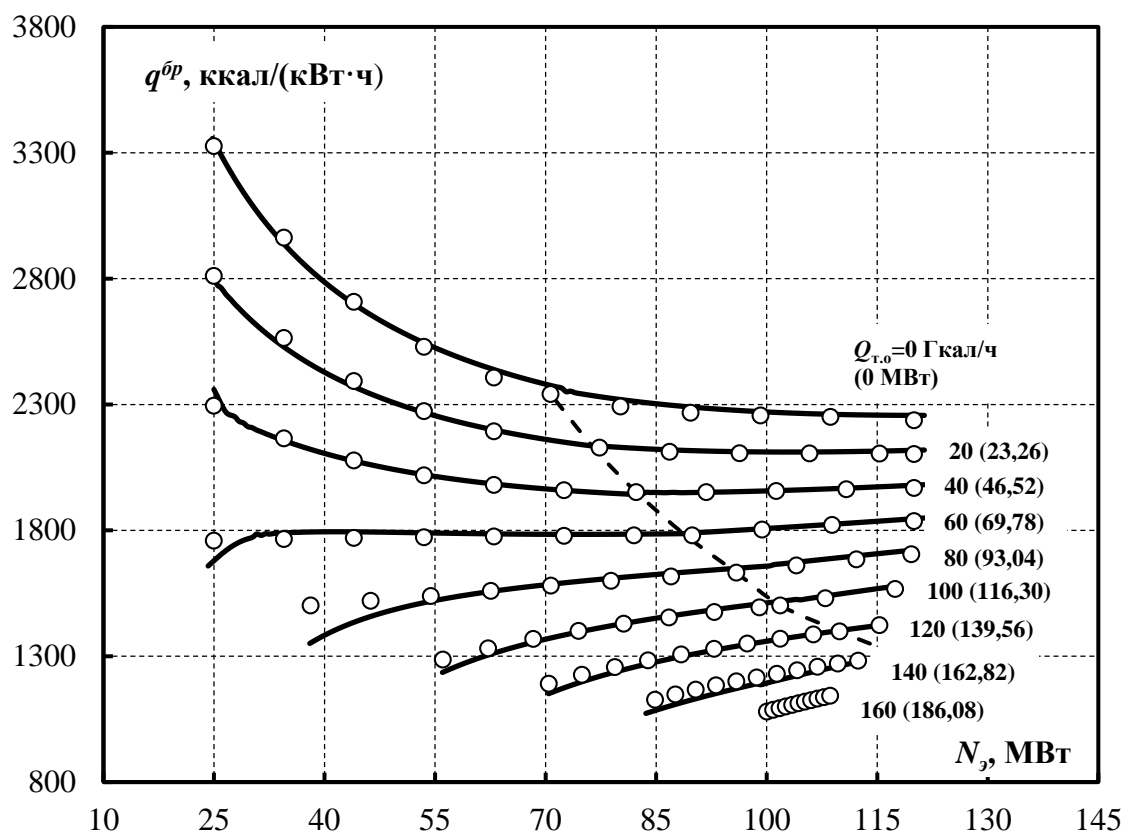


Рисунок 2.14. Нормативный удельный расход тепловой энергии брутто в зависимости от электрической и тепловой нагрузок для паровой турбины типа Т-100/120-130 для случая режима с двухступенчатым подогревом сетевой воды при давлении пара в камере верхнего теплофикационного отбора $1,2 \text{ кгс/см}^2$ ($117,68 \text{ кПа}$). Точки – исходные значения (по данным [175]). Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели (2.14) и с учетом формулы (2.17). Прочие обозначения соответствуют рисунку 2.12. Прочие обозначения приведены в тексте

Результаты проведенного анализа позволяют предположить, что использование модели и зависимостей (2.16) и (2.17) при наличии определенных данных о режимах одно- и двухступенчатого подогрева сетевой воды допускает возможность рассчитать удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии во всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок турбоустановки.

Таким образом, для режимов с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды целесообразно использовать разные способы учета показателей эффективности проточной части низкого давления – (2.16) и (2.17). При этом введение в модель зависимости относительного внутреннего КПД проточной части низкого давления турбины от относительного объемного расхода пара позволяет добиться приемлемой для решения практических задач точности.

2.2. Разработка матричной математической модели регенеративного подогревателя

В регенеративных подогревателях в зависимости от характера процесса теплопередачи общая поверхность теплообмена разбивается на три следующие зоны: зона охлаждения греющего пара; зона конденсации пара; зона охлаждения конденсата греющего пара. Наличие в регенеративных подогревателях фазового перехода при конденсации пара существенно усложняет моделирование процесса теплообмена в этих теплообменных аппаратах [159, 164].

Ниже представлено развитие матричного подхода для моделирования и решения задачи диагностики технического состояния регенеративных подогревателей, которые имеют более сложную структуру потоков и более высокие значения параметров теплоносителей [164]. В качестве определяющей координаты процесса теплопередачи выбирается площадь поверхности нагрева F [151], направление оси которой показано на рисунке 2.15.

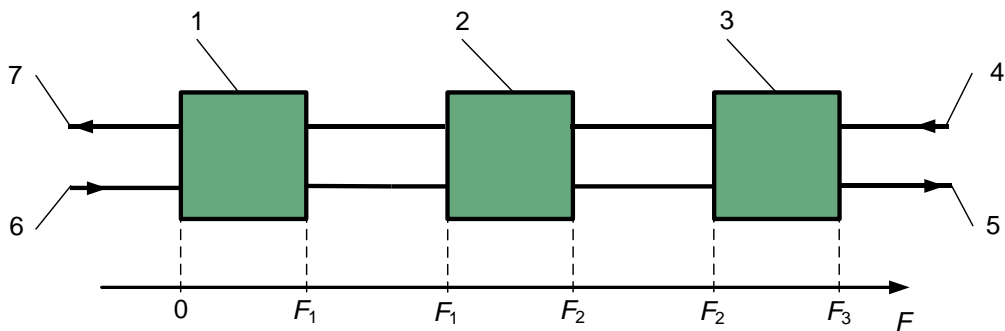


Рисунок 2.15. Расчетная схема регенеративного подогревателя с указанием направления оси определяющей координаты процесса F : 1 – охладитель дренажа; 2 – собственно подогреватель; 3 – охладитель пара; 4 – вход греющего пара; 5 – выход питательной воды; 6 – вход питательной воды; 7 – выход конденсата греющего пара. Прочие обозначения приведены в тексте

Величина площади поверхности нагрева определяется суммарной площадью трубок (спиральных змеевиков), участвующих в теплообмене. Согласно расчетной схеме, представленной на рисунке 2.15, строится модель процесса теплопередачи отдельно для каждой из трех ступеней подогревателя в виде системы двух дифференциальных уравнений.

Системы дифференциальных уравнений [151] и начальные условия записываются в следующем виде:

- для охладителя дренажа

$$\begin{cases} \frac{dt_1}{dF} = a_1(t_1 - t_2); \\ \frac{dt_2}{dF} = a_2(t_1 - t_2); \end{cases} \quad (2.19)$$

$$a_1 = \frac{K_1}{c_{p,1}G_1}; a_2 = \frac{K_1}{c_{p,2}G_2};$$

$$t_1|_{F=F_1} = t_{10} = t_S; t_2|_{F=0} = t_{20}. \quad (2.20)$$

- для собственно подогревателя

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dF} = a_3(t_{S,1} - t_2); \\ \frac{dt_2}{dF} = a_4(t_{S,1} - t_2); \end{cases} \quad (2.21)$$

$$a_3 = \frac{K_2}{rG_1}; a_4 = \frac{K_2}{c_{p,2}G_2};$$

$$x_1|_{F=F_2} = x_{10}; x_1|_{F=F_1} = x_1; t_2|_{F=F_1} = t_{20}. \quad (2.22)$$

- для охладителя пара

$$\begin{cases} \frac{dt_1}{dF} = a_5(t_1 - t_2); \\ \frac{dt_2}{dF} = a_6(t_1 - t_2); \end{cases} \quad (2.23)$$

$$a_5 = \frac{K_3}{c_{p,1}G_1}; a_6 = \frac{K_3}{c_{p,2}G_2};$$

$$t_1|_{F=F_3} = t_{10}; t_2|_{F=F_2} = t_{20}. \quad (2.24)$$

Здесь используются следующие обозначения: t – температура теплоносителя, °С; x – степень сухости пара; K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); r – удельная теплота парообразования, Дж/кг; c_p – удельная изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·К); G – расход теплоносителя, кг/с; F – площадь поверхности теплообмена, м²; индекс «s» соответствует состоянию насыщения; одинарный индекс показывает номер теплоносителя: 1 – горячий теплоноситель (греющий пар,

конденсат греющего пара); 2 – холодный теплоноситель (питательная вода); индекс у коэффициента теплопередачи соответствует номеру ступени по ходу движения питательной воды: 1 – охладитель дренажа (ОД); 2 – собственно подогреватель (СП); 3 – охладитель пара (ОП).

Решение систем дифференциальных уравнений (2.19), (2.21) и (2.23) в матричном виде [151] с учетом начальных условий (2.20), (2.22) и (2.24) записываются следующим образом:

- для охладителя дренажа

$$\mathbf{B}_1 \cdot \mathbf{T}_1 = \mathbf{T}_{10}, \quad (2.25)$$

где

$$\mathbf{B}_1 = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & 0 \\ b_{21} & b_{22} & 0 & b_{24} \\ b_{31} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_{42} & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_1 = \begin{pmatrix} t_{10} \\ t_{20} \\ t_1 \\ t_2 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_{10} = \begin{pmatrix} t_{10}^* \\ t_{20}^* \\ t_1^* \\ t_2^* \end{pmatrix};$$

$$b_{11} = -c_1 + c_1 \cdot (a_1 / a_2); b_{12} = 1 + c_1 - c_1 \cdot (a_1 / a_2); b_{13} = b_{24} = -1;$$

$$b_{21} = -c_1 + c_1 \cdot e^{(a_1 - a_2) \cdot F_1}; b_{22} = 1 + c_1 - c_1 \cdot e^{(a_1 - a_2) \cdot F_1}; b_{31} = b_{42} = 1;$$

$$c_1 = ((a_1 / a_2) \cdot e^{(a_1 - a_2) \cdot F_1} - 1)^{-1}.$$

- для собственно подогревателя

$$\mathbf{B}_2 \cdot \mathbf{T}_2 = \mathbf{T}_{20}, \quad (2.26)$$

где

$$\mathbf{B}_2 = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & 0 & b_{15} \\ 0 & b_{22} & 0 & b_{24} & b_{25} \\ b_{31} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_{42} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & b_{53} & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_2 = \begin{pmatrix} x_{10} \\ t_{20} \\ x_1 \\ t_2 \\ t_s \end{pmatrix}; \mathbf{T}_{20} = \begin{pmatrix} x_{10}^* \\ t_{20}^* \\ x_1^* \\ t_2^* \\ t_s^* \end{pmatrix};$$

$$b_{11} = b_{24} = b_{31} = b_{42} = b_{53} = 1; b_{12} = (a_3 / a_4) \cdot (1 - e^{-a_4 \cdot F_2}); b_{13} = -1;$$

$$b_{15} = -(a_3 / a_4) \cdot (1 - e^{-a_4 \cdot F_2}); b_{22} = -e^{-a_4 \cdot F_2}; b_{25} = -(1 - e^{-a_4 \cdot F_2}).$$

- для охладителя пара

$$\mathbf{B}_3 \cdot \mathbf{T}_3 = \mathbf{T}_{30}, \quad (2.27)$$

где

$$\mathbf{B}_3 = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & 0 \\ b_{21} & b_{22} & 0 & b_{24} \\ b_{31} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_{42} & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_3 = \begin{pmatrix} t_{10} \\ t_{20} \\ t_1 \\ t_2 \end{pmatrix}; \mathbf{T}_{30} = \begin{pmatrix} t_{10}^* \\ t_{20}^* \\ t_1^* \\ t_2^* \end{pmatrix};$$

$$b_{11} = -c_1 + c_1 \cdot (a_5 / a_6); b_{12} = 1 + c_1 - c_1 \cdot (a_5 / a_6); b_{13} = b_{24} = -1;$$

$$b_{21} = -c_1 + c_1 \cdot e^{(a_5 - a_6) \cdot F_3}; b_{22} = 1 + c_1 - c_1 \cdot e^{(a_5 - a_6) \cdot F_3}; b_{31} = b_{42} = 1;$$

$$c_1 = ((a_5 / a_6) \cdot e^{(a_5 - a_6) \cdot F_3} - 1)^{-1}.$$

При моделировании теплообмена в собственно подогревателе считается, что степень сухости пара на входе равна единице ($x_{10} = 1$), а на выходе пар полностью превращается в воду ($x_1 = 0$). Температура пара в состоянии насыщения при этом считается постоянной ($t_s = \text{const}$). Вектор-столбец свободных членов состоит из значений известных параметров, обозначенных индексом «*». Если значение параметра неизвестно, то в указанном векторе-столбце он равен нулю.

Расчетные исследования в рамках предложенной модели выполнены для подогревателя типа ПВ-900-380-66, схема движения питательной воды в трубной системе, принципиальная и расчетная схемы регенеративного подогревателя представлены на рисунке 2.16.

Движение холодного и горячего теплоносителей в подогревателе организовано за счет установки диафрагм (4) и дроссельных шайб (5) в соответствующих коллекторах подогревателя и представлено следующим образом.

Питательная вода поступает в подогреватель снизу через входной патрубок, который направляет воду к раздающим коллекторам. Диафрагмы (4), установленные в данных коллекторах, разделяют потоки воды, организуя движение потоков через ОП (3) и СП (2) с ОД (1). Питательная вода, пройдя через трубную систему ступеней ОД (1) и СП (2), поступает в собирающие коллекторы, где происходит смешение поступивших потоков воды ступеней ОД (1) и СП (2). За счет установки дроссельных шайб (5) в собирающих коллекторах организуется подача питательной воды на вход ступени ОП (3) и в выходной патрубок подогревателя. Пройдя

трубную систему ОП (3), нагретый поток питательной воды поступает в сливную трубу, на выходе которой он смешивается с основным потоком.

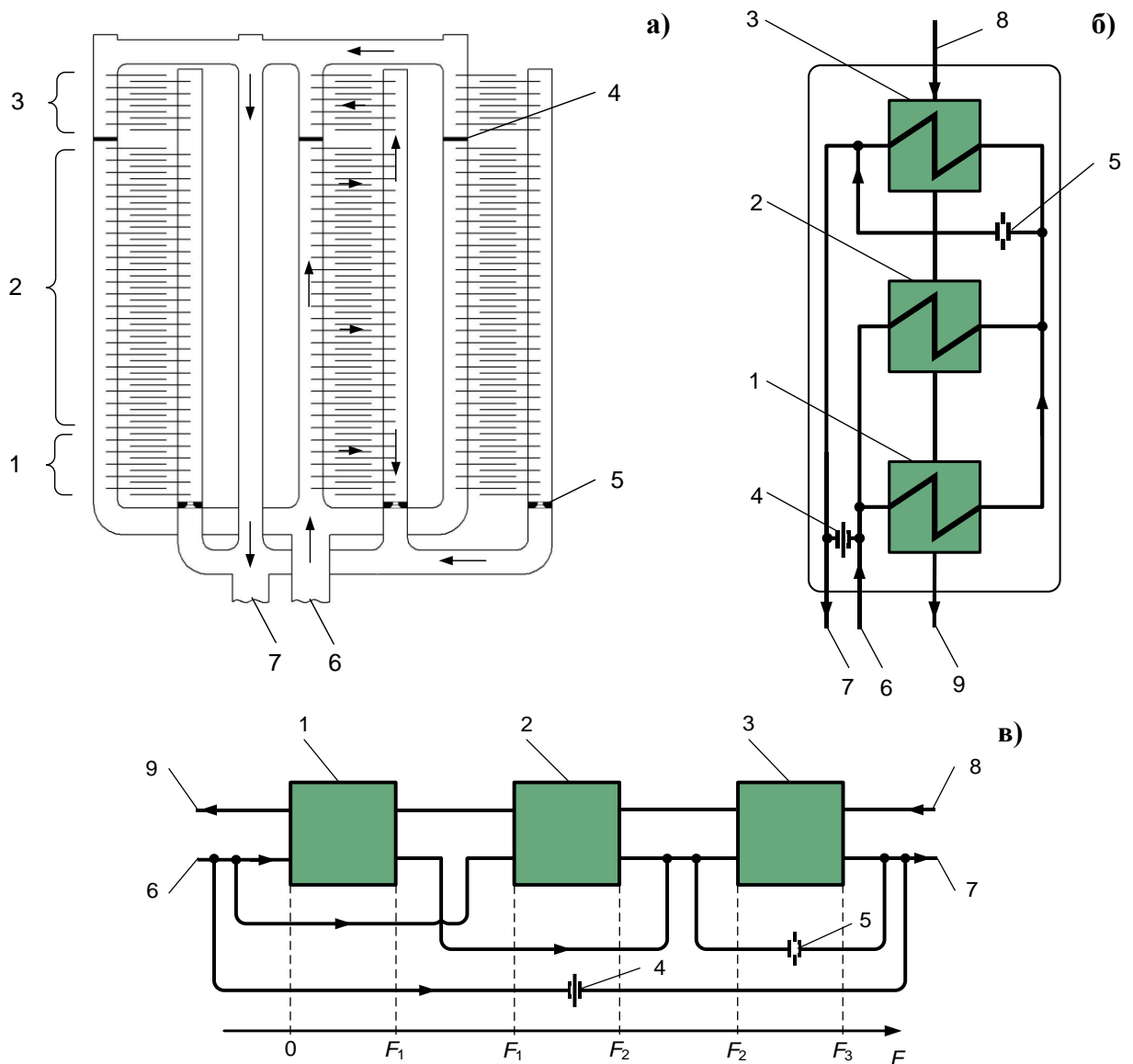


Рисунок 2.16. Регенеративный подогреватель типа ПВ-900-380-66: а) – схема движения питательной воды в трубной системе; б) – принципиальная схема подогревателя; в) – расчетная схема подогревателя с указанием направления оси определяющей координаты процесса F . 1 – охладитель дренажа; 2 – собственно подогреватель; 3 – охладитель пара; 4 – диафрагма (перегородка); 5 – дроссельная шайба; 6 – вход питательной воды; 7 – выход питательной воды; 8 – вход греющего пара; 9 – выход конденсата греющего пара. Прочие обозначения приведены в тексте

В свою очередь, греющий пар поступает во внутреннее пространство корпуса подогревателя сверху через входной патрубок. Сначала пар попадает в ОП (3), кожух которого состоит из горизонтальных и вертикальных перегородок, где в несколько ходов пар омывает трубные пучки, отдавая теплоту перегрева. Пройдя

ОП (3), пар поступает в СП (2), где происходит его массовая конденсация. Образовавшийся конденсат греющего пара с целью полезного использования его теплоты направляется в ОД (1), кожух которого состоит из горизонтальных и вертикальных перегородок, где в несколько ходов омывает трубные пучки.

Согласно рисунку 2.16 можно отметить следующие особенности: трубная система ОД (1) включена параллельно трубной системе СП (2) по питательной воде; трубная система ОП (3) выполнена с байпасированием основного потока питательной воды; присутствует обводная линия, направляющая часть расхода питательной воды с входа подогревателя на его выход. Для того, чтобы учесть вышеуказанные особенности, используются следующие выражения:

$$\begin{cases} t_{\text{п.в}}^{\text{вх}} = t_{20}^{\text{ОД}} = t_{20}^{\text{СП}}; \\ t_{20}^{\text{ОП}} = t_2^{\text{ОД}} \cdot \alpha_1 + t_2^{\text{СП}} \cdot (1 - \alpha_1); \\ t_{\text{п.в}}^{\prime\text{вых}} = t_{20}^{\text{ОП}} \cdot \alpha_2 + t_2^{\text{ОП}} \cdot (1 - \alpha_2); \\ t_{\text{п.в}}^{\prime\prime\text{вых}} = t_{\text{п.в}}^{\prime\text{вых}} \cdot \alpha_3 + t_{\text{п.в}}^{\text{вх}} \cdot (1 - \alpha_3); \end{cases} \quad (2.28)$$

$$\alpha_1 = \frac{G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}}}{G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}} + G_{\text{п.в}}^{\text{СП}}}; \alpha_2 = \frac{G_{\text{п.в}}^{\text{ОП}}}{G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}} + G_{\text{п.в}}^{\text{СП}}}; \alpha_3 = \frac{G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}} + G_{\text{п.в}}^{\text{СП}}}{G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}} + G_{\text{п.в}}^{\text{СП}} + G'_{\text{п.в}}};$$

$$G_{\text{п.в}} = G_{\text{п.в}}^{\text{ОД}} + G_{\text{п.в}}^{\text{СП}} + G'_{\text{п.в}},$$

где α_1 и α_2 – доля расхода питательной воды на ОД и ОП соответственно; α_3 – доля суммарного расхода питательной воды на ОД и СП; $G_{\text{п.в}}$ – расход питательной воды на входе в регенеративный подогреватель, кг/с; $G'_{\text{п.в}}$ – расход питательной воды через обводную линию, кг/с.

Значения параметров теплоносителей, использованные в качестве исходных данных при проведении численного моделирования на примере подогревателя типа ПВ-900-380-66, указаны в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Исходные данные для численного моделирования подогревателя типа ПВ-900-380-66

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Площадь поверхности теплообмена F , м ² :	
	общая	980
	охладителя дренажа	75
2	Гидравлическое сопротивление трубной системы Δp , МПа	0,14
	Диаметр трубы d , м:	
	наружный	0,032
3	внутренний	0,024
	4	Материал стенки
5	Температура t , °С:	
	питательной воды на входе в подогреватель ¹⁾	245,82
	питательной воды на выходе из подогревателя ¹⁾	275,54
	перегретого пара на входе в подогреватель	349,88
6	дренажа на выходе из подогревателя ²⁾	285,54
	Давление p , МПа:	
7	перегретого пара на входе в подогреватель	6,58
	питательной воды на входе в подогреватель	32,29
8	Расход питательной воды на входе в подогреватель ¹⁾ G , кг/с	265,28
9	Доля расхода питательной воды α на:	
	охладитель дренажа	0,12
	охладитель пара	0,20
9	Коэффициент теплопередачи K ³⁾ , Вт/(м ² ·К):	
	охладитель дренажа	1846,9
	собственно подогреватель	2192,4
	охладитель пара	1158,1

Примечание: ¹⁾Данные взяты из типовой ЭХ турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ [169]. ²⁾Температура дренажа (конденсата греющего пара) определяется с учетом рекомендуемой величины недоохлаждения дренажа перегретого пара до температуры нагреваемой питательной воды на входе в подогреватель в размере 10 °С (по данным [86]). ³⁾Коэффициент теплопередачи определяется в соответствии с РТМ 108.271.23-84 [158]

Определение значений необходимых теплофизических величин теплоносителя по ступеням подогревателя осуществляется в соответствии со справочным материалом [167] и электронными таблицами свойств воды и водяного пара [168].

Проверка адекватности модели проводилась путем сопоставления расчётного значения температуры питательной воды и конденсата греющего пара на выходе подогревателя, полученного с помощью математической модели, и исходных данных (см. таблица 2.4). В рамках проведенного расчета установлено, что математическая модель регенеративного подогревателя позволяет определить температуру питательной воды и конденсата греющего пара с приемлемой для инженерных

расчетов точно (относительная погрешность результатов расчета менее 1 %), а погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1 %. Вышесказанное позволяет говорить об адекватности разработанной модели регенеративного подогревателя.

2.3. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния

В задачах диагностики [176], связанных с распознаванием технического состояния технологического оборудования, оснащенного контрольно-измерительными приборами, удобно описать его фактическое состояние N -мерном вектором X в дискретный момент времени τ [54]:

$$X(\tau) = \{x_n(\tau)\}, (n = \overline{1, N}), \quad (2.29)$$

где x – значение технологического параметра оборудования, полученного от контрольно-измерительного прибора; индексы: n – номер параметра (номер точки контроля); N – общее количество параметров (общее количество точек контроля).

2.3.1. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины

С учетом предложенной ранее математической модели проточной части паровой турбины, разработанной в рамках методологии матричной формализации, были определены следующие конструктивные и режимные параметры, исходные данные для диагностики технического состояния и сформулирована задачи диагностики проточной части паровой турбины.

1. Конструктивные и режимные параметры: расчетный комплекс θ , характеризующий фактическую пропускную способность j -го отсека паровой турбины:

$$\begin{cases} \theta_j = (G_j \sqrt{p_j v_j}) / \sqrt{p_j^2 - p_{j+1}^2}, (j = \overline{1, J}); \\ p_{J+1} = p_k, (j = J), \end{cases} \quad (2.30)$$

где G – расход пара на входе в отсек, кг/с; p – давление пара на входе в отсек, Па; v – удельный объем пара на входе в отсек, м³/кг; индексы: j – номер отсека; J – общее количество отсеков; «к» – параметры пара в конденсаторе.

2. Исходные данные для расчета и анализа технического состояния: для паровой турбины вектор X (2.29) представится в следующем виде (здесь и далее для простоты обозначения указатель дискретного момента времени τ отбрасывается – $X(\tau) \rightarrow X$):

$$X = \{x_n, p_j\}, (n = \overline{1, N}; j = \overline{1, J}). \quad (2.31)$$

Здесь исходный вектор состоит из двух векторов $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ и $\{p_j\}, (j = \overline{1, J})$. Вектор $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ является совокупностью входных параметров математической модели проточной части паровой турбины, а вектор $\{p_j\}, (j = \overline{1, J})$ – совокупностью выходных параметров модели, т.е. значений давления пара в характерных точках контроля по проточной части паровой турбины.

3. Постановка обратной задачи диагностики технического состояния: по известным значениям давления пара в характерных точках проточной части паровой турбины $\{p_j\}, (j = \overline{1, J})$ при условии известного значения расчетного комплекса $\theta_{j,0}$ найти отклонения (неисправности) площади сечения турбинных решеток j -го отсека – $\varphi_j = \theta_j / \theta_{j,0}$.

4. Решение обратной задачи диагностики технического состояния выполняется как решение многомерной оптимизационной задачи по следующей целевой функции:

$$f(\Phi) = \sum_{j=1}^J (p_j^{расч}(\Phi) - p_j^{экс})^2 \rightarrow \min_{\Phi}, \quad (2.32)$$

где $\Phi = \{\varphi_j\}, (j = \overline{1, J})$ – вектор значений относительной площади проходного сечения турбинных решеток j -го отсека паровой турбины; индексы: j – номер отсека (номер точки контроля давления в паровой турбине); J – общее количество отсеков (общее количество точек контроля давления в паровой турбине); верхний индекс

«расч» относится к рассчитанному значению, «экс» – значению измеренного параметра.

Рассмотрим реализацию решения обратной задачи диагностики технического состояния проточной части паровой турбины в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Процесс диагностики начинается с получения значений, характеризующих текущее техническое состояние объекта диагностики, от контрольно-измерительных приборов, который разбивается на два следующих вектора: $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ и $\{p_j^{экс}\}, (j = \overline{1, J})$.

2. Вектор $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ поступает на вход математической модели проточной части паровой турбины, которая на основании полученной информации производит расчет вектора $\{p_j^{расч}\}, (j = \overline{1, J})$.

3. Выполняется минимизация целевой функции (2.32). Решение задачи минимизации осуществляется методом покоординатного спуска, в свою очередь, поиск минимума целевой функции по каждой координате происходит с помощью метода золотого сечения [177].

4. После определения $\Phi = \{\varphi_j\}, (j = \overline{1, J})$ для проточной части паровой турбины происходит выдача рекомендаций.

2.3.2. Постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя

Аналогичным образом с учетом предложенной ранее математической модели регенеративного подогревателя, разработанной в рамках методологии матричной формализации, были определены следующие конструктивные и режимные параметры, исходные данные для диагностики технического состояния и сформулирована постановка обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя.

1. Конструктивные и режимные параметры: коэффициент теплопередачи, характеризующий фактическое состояние поверхности нагрева i -й ступени подогревателя: $K'_i, (i = \overline{1, I})$.

2. Исходные данные для расчета и анализа технического состояния: для регенеративного подогревателя вектор X (2.29) представится в следующем виде:

$$X = \{x_n, t_m\}, (n = \overline{1, N}; m = \overline{1, M}). \quad (2.33)$$

Здесь исходный вектор состоит из двух векторов $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ и $\{t_m\}, (m = \overline{1, M})$. Вектор $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ является совокупностью входных параметров математической модели регенеративного подогревателя, а вектор $\{t_m\}, (m = \overline{1, M})$ – совокупностью выходных параметров модели, т.е. значений температуры в характерных точках контроля теплоносителя в подогревателе.

3. Постановка обратной задачи диагностики технического состояния: по известным значениям температуры в характерных точках контроля теплоносителя в подогревателе $T = \{t_m\}, (m = \overline{1, M})$ необходимо найти:

а) фактический коэффициент теплопередачи для i -й ступени подогревателя – $K'_i, (i = \overline{1, I})$;

б) фактический расход питательной воды для i -й ступени подогревателя – $G'_i, (i = \overline{1, I})$.

4. Решение обратной задачи диагностики технического состояния: данное решение выполняется как решение многомерной оптимизационной задачи по следующим целевым функциям:

$$f(\mathbf{K}) = \sum_{m=1}^M (t_m^{расч}(\mathbf{K}) - t_m^{экс})^2 \rightarrow \min_{\mathbf{K}}, \quad (2.34)$$

$$f(\mathbf{G}) = \sum_{m=1}^M (t_m^{расч}(\mathbf{G}) - t_m^{экс})^2 \rightarrow \min_{\mathbf{G}}, \quad (2.35)$$

где $\mathbf{K} = \{K'_i\}, (i = \overline{1, I})$ – вектор значений фактического коэффициента теплопередачи i -й ступени подогревателя; $\mathbf{G} = \{G'_i\}, (i = \overline{1, I})$ – вектор значений фактического

расхода питательной воды i -й ступени подогревателя; i – номер ступени подогревателя; I – общее количество ступеней в подогревателе; m – номер точки контроля температуры в подогревателе; M – общее количество точек контроля температуры в подогревателе.

Рассмотрим реализацию решения обратной задачи диагностики технического состояния регенеративного подогревателя в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Процесс диагностики начинается с получения значений, характеризующих текущее техническое состояние объекта диагностики, от контрольно-измерительных приборов, который разбивается на два следующих вектора: $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ и $\{t_m^{экс}\}, (m = \overline{1, M})$.

2. Вектор $\{x_n\}, (n = \overline{1, N})$ поступает на вход математической модели регенеративного подогревателя, которая на основании полученной информации производит расчет вектора $\{t_m^{расч}\}, (m = \overline{1, M})$.

3. Выполняется минимизация целевых функций (2.34) и (2.35), в ходе которой определяются вектора $\{K'_i\}, (i = \overline{1, I})$ и $\{G'_i\}, (i = \overline{1, I})$ соответственно. Решение задачи минимизации осуществляется методами покоординатного спуска и золотого сечения [177].

4. Для регенеративного подогревателя на основании рассчитанных векторов $\{K'_i\}, (i = \overline{1, I})$ и $\{G'_i\}, (i = \overline{1, I})$ происходит выдача рекомендаций.

Коэффициент теплопередачи определяется на основе данных, соответствующих заведомо исправному состоянию при аналогичном расходе питательной воды через подогреватель, согласно с РТМ 108.271.23-84 [158].

2.4. Выводы по второй главе

1. Разработана математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины на основе матричной формализации балансовых соотношений

энергии и массы, формулы Стодолы-Флюгеля и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара, позволяющая рассчитать распределение давления по проточной части многоступенчатой паровой турбины, и продемонстрирована её адекватность. Математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ в рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 152 до 300 МВт позволяет рассчитать давление пара в камере регулирующей ступени и в камерах отборов турбины с максимальной относительной погрешностью 1,1 %.

2. Для оценки возможности использования разработанной математической модели для решения задач диагностики технического состояния проточной части паровой турбины проведен анализ чувствительности результатов модельных расчетов к возмущениям входных сигналов, который показал значимое изменение расходных характеристик, что позволит оперативно выявить и локализовать неисправности (дефекты) по отсекам проточной части паровой турбины.

3. С целью уточнения аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД турбины от расхода пара на примере теплофикационных турбоустановок с турбиной типа «ПТ» и «Т» разработаны математические модели, позволяющие рассчитать удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии с относительной погрешностью менее 1,0 и 1,2 % соответственно во всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок.

4. Разработана матричная математическая модель регенеративного подогревателя, учитывающая структуру потоков теплоносителей и фазовый переход горячего теплоносителя, и показана её адекватность. На примере подогревателя типа ПВ-900-380-66 при расчете температуры питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из него относительная погрешность составила менее 1 %, а, в свою очередь, погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1 %.

5. Сформулирована и решена обратная задача диагностики технического состояния проточной части паровой турбины, разработан алгоритм мониторинга и

диагностики технического состояния, позволяющий выявлять неисправности отдельных отсеков турбины по изменению давления пара в контрольных точках.

6. Сформулирована и решена обратная задача диагностики технического состояния регенеративного подогревателя, разработан алгоритм мониторинга и диагностики технического состояния, позволяющий выявлять причины снижения эффективности теплопередачи или отклонения от проектного расхода теплоносителя через отдельные ступени подогревателя.

Материалы главы 2 опубликованы в работах [203 – 205, 207, 217 – 220, 222 – 226, 228 – 230].

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В третьей главе представлены результаты обработки и анализа результатов экспериментальных исследований основного и вспомогательного оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.) и теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.). В качестве исходной информации для проведения расчётных исследований технического состояния энергетического оборудования были использованы результаты измерений технологических параметров, содержащиеся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, т.е. результаты пассивного натурного эксперимента.

3.1. Экспериментальные исследования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС

В качестве объектов экспериментального исследования выбрано основное и вспомогательное оборудование конденсационной турбоустановки, а именно паровая турбина типа К-300-240 ЛМЗ и последний по ходу питательной воды регенеративный подогреватель типа ПВ-900-380-66.

Целью экспериментального исследования является верификация предложенных в главе 2 диссертационной работы математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

Для достижения поставленной цели экспериментального исследования определены следующие задачи:

1. Определение метрологического обеспечения экспериментального исследования.
2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования.
3. Адаптация под условия действующего энергетического оборудования и верификация математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

Назначение паровой турбины. Турбина паровая типа К-300-240 ЛМЗ с сопловым парораспределением, с промежуточным перегревом пара, одновальная, трехцилиндровая предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с номинальной активной мощностью 320 МВт и номинальной частотой вращения 3000 об/мин [166].

Назначение регенеративного подогревателя. Поверхностный подогреватель высокого давления с коллекторной системой типа ПВ-900-380-66 предназначен для регенеративного подогрева питательной воды за счет теплоты пара из отборов турбины [164].

Основные технические характеристики паровой турбины [166] и подогревателя [164, 178] представлены в таблицах 3.1 и 3.2 соответственно.

Таблица 3.1. Технические характеристики паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ (по данным [166])

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
1	Электрическая мощность, МВт: номинальная	300
2	Расход свежего пара на турбину, т/ч (кг/с): номинальный максимальный	880 (244,4) 930 (258,3)
3	Давление свежего пара, кгс/см ² (МПа)	240 (23,5)
4	Температура свежего пара, °С	545
5	Давление пара после промежуточного перегрева, кгс/см ² (МПа)	37,5 (3,68)
6	Температура пара после промежуточного перегрева, °С	545
7	Давление пара в конденсаторе при расчетном режиме, кгс/см ² (МПа)	0,035 (0,0034)
8	Температура охлаждающей воды при расчетном режиме, °С	12
9	Расход охлаждающей воды при расчетном режиме, м ³ /ч (кг/с)	36000 (10000)
10	Температура питательной воды за группой ПВД при расчетном режиме, °С	265
11	Конструктивная схема турбины	ЦВД + ЦСНД + ЦНД
12	Конструктивная схема проточной части турбины ¹⁾ : ЦВД ЦСНД ЦНД	1 p + 11 n 12 n + 5 n 2×5 n

Примечание: ¹⁾Приняты следующие условные обозначения: буквами « p » и « n » обозначены регулирующая и нерегулируемые ступени турбины соответственно

Таблица 3.2. Технические характеристики подогревателя типа ПВ-900-380-66 (по данным [164, 178])

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
1	Площадь поверхности теплообмена, м ² :	
	полная	980
	зоны охладителя пара	101
	зоны охладителя конденсата	75
2	Рабочее давление, кгс/см ² (МПа):	
	воды в трубной системе	380 (37,27)
	пара в корпусе	66 (6,47)
3	Номинальный массовый расход воды, т/ч (кг/с)	950 (263,9)
4	Расчетный тепловой поток, МВт	22,3
5	Максимальная температура пара, °С	390
6	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	0,14
7	Габаритные размеры, м:	
	высота	8,86
	диаметр корпуса	2,52

3.1.1. Метрологическое обеспечение экспериментального исследования

Тепловая схема конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ с указанием точек контроля расхода, давления и температуры теплоносителя приведена на рисунке 3.1.

На рисунке 3.1 использованы следующие обозначения: ГПЗ – главная паровая задвижка турбины; ПП – промежуточный пароперегреватель; СК – стопорный клапан; РК – регулирующий клапан; ОК – отсечной клапан; ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давлений; ЭГ – электрогенератор; К-р – конденсатор паровой турбины; КН I ст. и II ст. – конденсатный насос I-й и II-й ступени соответственно; ДПВ – деаэратор питательной воды; РДД – регулятор давления деаэратора; БН – бустерный насос; ТПН – турбопривод питательного насоса; ПТН – питательный турбонасос; ПЭН – питательный электронасос; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; СлН – сливной насос; ОГК – охладитель газоохладителей конденсатом; БОУ – блочная обессоливающая установка; ПС – подогреватель сальниковый; N_3 – активная мощность электрогенератора.

В состав исходной информации для экспериментального исследования входит перечень (таблица 3.3) основных фиксируемых параметров с указанием основных метрологических характеристик штатных контрольно-измерительных приборов [179 – 183].

Таблица 3.3. Метрологическое обеспечение конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ (по данным [179 – 183])

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
1. Вода				
1.1	Давление воды на напоре ПТН, кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	±1,5
1.2	Расход питательной воды (нитка А), т/ч	0...600	Приведенная, %	±1,5
1.3	Расход питательной воды (нитка Б), т/ч	0...600	Приведенная, %	±1,5
1.4	Давление воды на всасе ПТН, кгс/см ²	0...250	Приведенная, %	±1,5
1.5	Давление питательной воды перед регулирующим питательным клапаном котла, кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	±1,0
1.6	Температура питательной воды за ПВД-5, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.7	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.8	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.9	Температура циркулирующей воды на входе в конденсатор, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.10	Температура циркуляционной воды за конденсатором (половина А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.11	Температура циркуляционной воды за конденсатором (половина Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.12	Температура питательной воды за деаэратором, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.13	Температура питательной воды на всасе ПТН, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.14	Температура питательной воды на напоре ПТН, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)

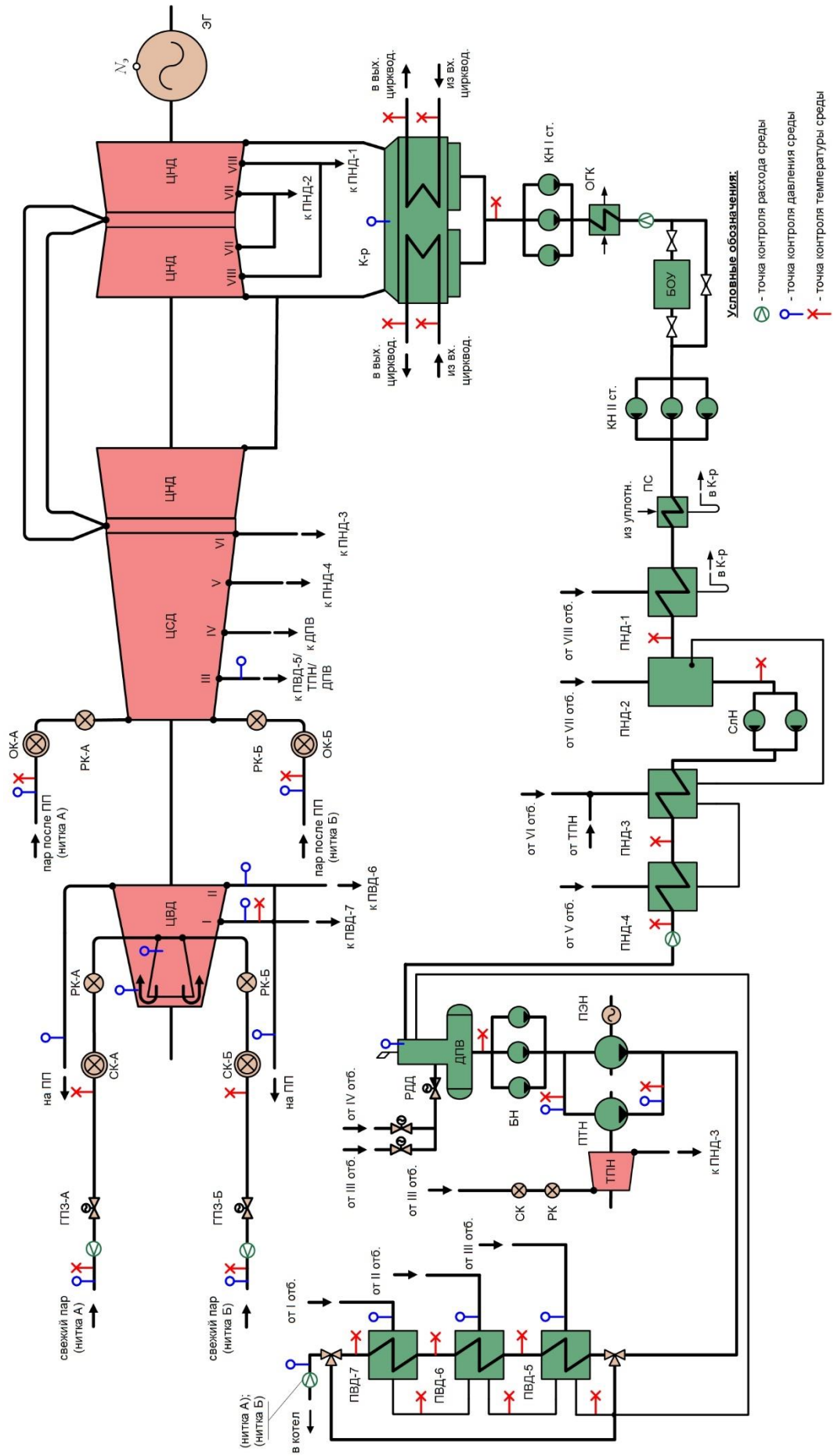


Рисунок 3.1. Тепловая схема конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ. Все обозначения приведены в тексте

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
2. Пар				
2.1	Давление свежего пара перед ГПЗ (нитка А), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	±0,6
2.2	Давление свежего пара перед ГПЗ (нитка Б), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	±0,6
2.3	Давление пара в камере регули- рующей ступени, кгс/см ²	0...250	Приведенная, %	±0,6
2.4	Расход свежего пара (нитка А), т/ч	0...600	Приведенная, %	±1,5
2.5	Расход свежего пара (нитка Б), т/ч	0...600	Приведенная, %	±1,5
2.6	Давление пара в линии горячего ПП за котлом (нитка А), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.7	Давление пара в линии горячего ПП за котлом (нитка Б), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.8	Давление в деаэраторе, кгс/см ²	0...10	Приведенная, %	±0,6
2.9	Давление пара перед ПВД-5, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	±0,6
2.10	Давление пара перед ПВД-6, кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.11	Давление пара перед ПВД-7, кгс/см ²	0...100	Приведенная, %	±0,6
2.12	Давление пара в поворотной ка- мере ЦВД (за шестой ступенью) (абсолютное), кгс/см ²	0...160	Приведенная, %	±0,6
2.13	Температура свежего пара перед турбиной в СК ЦВД (прав.), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.14	Температура свежего пара перед турбиной в СК ЦВД (лев.), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.15	Температура пара перед ГПЗ турбины (нитка А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.16	Температура пара перед ГПЗ турбины (нитка Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.17	Температура пара в линии горя- чего ПП за котлом (нитка А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.18	Температура пара в линии горя- чего ПП за котлом (нитка Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.19	Температура пара в камере I от- бора, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.20	Давление пара в линии холод- ного ПП (нитка А), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.21	Давление пара в линии холод- ного ПП (нитка Б), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.22	Вакуум в конденсаторе, кгс/см ²	0...2.5	Приведенная, %	±0,5

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измере- ния	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
2. Пар				
2.23	Давление пара в камере I отбора, кгс/см ²	0...100	Приведенная, %	±0,6
2.24	Давление пара в камере II отбора, кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.25	Давление пара в камере III отбора, кгс/см ²	0...35	Приведенная, %	±0,6
3. Конденсат				
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-5, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН I ступени, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-1, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.6	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-2, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.7	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-3, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.8	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-4, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.9	Расход основного турбинного конденсата за БОУ, т/ч	0...500	Приведенная, %	±1,5
3.10	Расход основного турбинного конденсата за ПНД-4, т/ч	0...500	Приведенная, %	±1,5
4. Электрическая мощность				
4.1	Активная мощность генератора, МВт	0...350	Приведенная, %	±0,5

Примечание: |t| – абсолютное значение температуры, °С

С целью поиска в массиве результатов измерений технологических параметров временных интервалов работы паровой турбины и регенеративного подогревателя с допустимым отклонением измеряемых параметров в рамках установленных пределов определен перечень критериев [59, 62, 64, 87], представленных

в таблицах 3.4 и 3.5 для рассматриваемой конденсационной турбоустановки (рисунки 3.1).

Таблица 3.4. Допустимые отклонения измеряемых параметров во временном интервале для паровой турбины (по данным [59, 62, 64, 87])

№ п/п	Параметр, единица измерения	Значение
1	Максимально допустимое отклонение от среднего значения активной мощности, %	± 1
2	Максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода свежего пара, %	± 1
3	Максимально допустимая разница расходов питательной воды и свежего пара, %	± 5
4	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начального давления пара, %	± 2
5	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начальной температуры пара, °C	± 6
6	Максимально допустимое отклонение от среднего значения температуры пара после промежуточного перегрева, °C	± 6
7	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления отработавшего пара, %	± 5

Таблица 3.5. Допустимые отклонения измеряемых параметров во временном интервале для регенеративного подогревателя (по данным [59, 62, 64, 87])

№ п/п	Параметр, единица измерения	Значение
1	Максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода питательной воды, %	± 5
2	Максимально допустимое отклонение от среднего значения температуры питательной воды, °C	± 2
3	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления греющего пара, %	± 5

3.1.2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования

В таблицах 3.6 – 3.9 приведены минимальное, максимальное и среднее значения технологических параметров, а также доверительная граница погрешности и предел относительной погрешности измерения при уровне доверительной вероятности 95 %. Указанные значения технологических параметров получены по итогу обработки результатов измерений с помощью разработанного алгоритма, реализованного в виде программного модуля [213], речь о котором пойдет в следующей главе диссертации. Результаты измерений технологических параметров были взяты

из программно-технического комплекса АСУ ТП за период времени с 01.09. по 25.09.2023 г.

Таблица 3.6. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Давление воды на напоре ПТН (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	308,21 (30,23)	312,08 (30,60)	310,27 (30,43)	±6,60 (±0,65)	±2,13
1.2	Давление воды на всасе ПТН (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	23,81 (2,33)	24,12 (2,37)	23,96 (2,35)	±4,12 (±0,40)	±17,20
1.3	Давление питательной воды перед регулирующим питательным клапаном котла (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	300,17 (29,44)	303,33 (29,75)	301,85 (29,60)	±4,40 (±0,43)	±1,46
1.4	Температура питательной воды за ПВД-5, °С	198,27	200,01	199,36	±1,43	±0,72
1.5	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	238,48	240,17	239,46	±1,65	±0,69
1.6	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	267,96	269,34	268,74	±1,81	±0,67
1.7	Температура питательной воды за деаэратором, °С	170,52	172,59	171,69	±1,27	±0,74
1.8	Температура питательной воды на всасе ПТН, °С	171,26	173,67	172,73	±1,28	±0,74
1.9	Температура питательной воды на напоре ПТН, °С	177,08	179,23	178,34	±1,31	±0,73
1.10	Температура циркуляционной воды на входе конденсатора, °С	16,39	21,37	18,66	±0,43	±2,30
1.11	Температура циркуляционной воды на выходе конденсатора, °С	28,13	32,83	30,58	±0,46	±1,50

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Пар						
2.1	Давление свежего пара перед ГПЗ (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	247,01 (24,22)	248,43 (24,36)	247,70 (24,29)	±1,87 (±0,18)	±0,75
2.2	Давление в деаэраторе (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	7,12 (0,70)	7,46 (0,73)	7,30 (0,72)	±0,07 (±0,01)	±0,96
2.3	Давление пара перед ПВД-5, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	14,21 (1,39)	14,62 (1,43)	14,44 (1,42)	±0,17 (±0,02)	±1,18
2.4	Давление пара перед ПВД-6, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	36,54 (3,58)	37,49 (3,68)	37,02 (3,63)	±0,40 (±0,04)	±1,08
2.5	Давление пара перед ПВД-7 (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	57,68 (5,56)	59,13 (5,80)	58,43 (5,73)	±0,66 (±0,06)	±1,13
2.6	Температура свежего пара перед турбиной в СК ЦВД, °С	539,79	543,16	540,79	±2,34	±0,43
2.7	Температура пара в линии горячего ПП за котлом, °С	541,93	544,89	543,27	±2,35	±0,43
2.8	Вакуум в конденсаторе (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,0678 (6,6489)	0,0913 (8,9535)	0,0792 (7,7669)	±0,0138 (±1,3533)	±17,42
2.9	Давление пара в линии горячего ПП за котлом (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	33,87 (3,32)	34,68 (3,40)	34,28 (3,36)	±0,28 (±0,03)	±0,82
3. Конденсат						
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-5, °С	183,98	186,33	185,51	±1,35	±0,73
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	211,21	213,57	212,69	±1,50	±0,71
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	244,26	247,20	246,15	±1,68	±0,68

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
3. Конденсат						
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН I ступени, °С	39,13	44,89	42,10	±0,56	±1,33
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-1, °С	50,49	53,78	52,50	±0,62	±1,18
3.6	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-2, °С	94,88	96,76	96,01	±0,86	±0,90
3.7	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-3, °С	113,57	114,99	114,37	±0,96	±0,84
3.8	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-4, °С	141,31	142,70	142,06	±1,11	±0,78
4. Электрическая мощность						
4.1	Активная мощность генератора, МВт	283,91	285,97	284,85	±1,93	±0,68

Таблица 3.7. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	831,72 (231,03)	875,57 (243,21)	858,28 (238,41)	±14,00 (±3,89)	±1,63
2. Пар						
2.1	Давление пара в камере регулирующей ступени (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	156,37 (15,33)	161,43 (15,83)	158,66 (15,56)	±1,67 (±0,16)	±1,05

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Пар						
2.2	Давление пара в поворотной камере ЦВД (за шестой ступенью) (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	89,56 (8,78)	92,29 (9,05)	91,05 (8,93)	±1,06 (±0,10)	±1,16
2.3	Давление пара в линии холодного ПП (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	36,48 (3,58)	37,38 (3,67)	36,95 (3,62)	±0,41 (±0,04)	±1,11
2.4	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	60,45 (5,93)	61,44 (6,03)	61,23 (6,00)	±0,65 (±0,06)	±1,06
2.5	Давление пара в камере II отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	38,04 (3,73)	38,84 (3,81)	38,15 (3,74)	±0,42 (±0,04)	±1,10
2.6	Давление пара в камере III отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	14,72 (1,44)	15,09 (1,48)	15,06 (1,48)	±0,18 (±0,02)	±1,20

Таблица 3.8. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	831,72 (231,03)	875,57 (243,21)	858,28 (238,41)	±14,00 (±3,89)	±1,63
1.2	Давление воды на напоре ПТН (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	308,21 (30,23)	312,08 (30,60)	310,27 (30,43)	±6,60 (±0,65)	±2,13

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.3	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	238,48	240,17	239,46	±1,65	±0,69
1.4	Давление питательной воды перед регулирующим питательным клапаном котла (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	300,17 (29,44)	303,33 (29,75)	301,85 (29,60)	±4,40 (±0,43)	±1,46
2. Пар						
2.1	Температура пара в камере I отбора, °С	362,62	365,38	363,62	±2,33	±0,64
2.2	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	60,45 (5,93)	61,44 (6,03)	61,23 (6,00)	±0,65 (±0,06)	±1,06
2.3	Давление пара перед ПВД-7 (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	57,68 (5,56)	59,13 (5,80)	58,43 (5,73)	±0,66 (±0,06)	±1,13

Таблица 3.9. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	267,96	269,34	268,74	±1,83	±0,68
2. Конденсат						
2.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	244,26	247,20	246,15	±1,68	±0,68

3.1.3. Результаты экспериментального исследования

В рамках экспериментального исследования была рассмотрена следующая расчетная принципиальная тепловая схема (рисунок 3.2), согласно которой разработана математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины в соответствии с математическим описанием, изложенным детально в главе 2 диссертации.

Согласно представленным в главе 2 диссертации расчётной схеме регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 и математическому описанию в рамках экспериментального исследования разработана математическая модель регенеративного подогревателя.

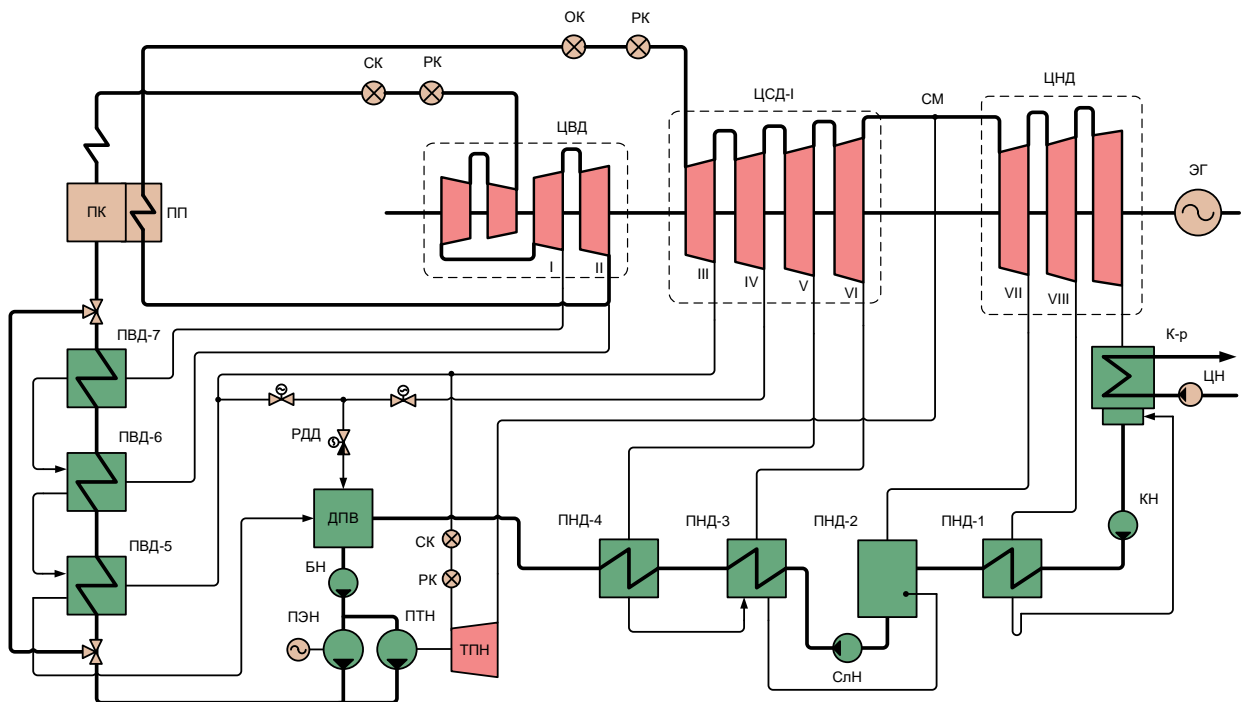


Рисунок 3.2. Расчетная тепловая схема конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ. ПК – паровой котел. Прочие обозначения приведены в тексте

Для параметрической идентификации математических моделей технического состояния паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ и последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 использованы результаты измерений технологических параметров из программно-технического комплекса АСУ ТП за период с 01.09. по 20.09.2023 г. За указанный период времени

с помощью разработанного алгоритма, реализованного в виде программного модуля [210], речь о котором пойдет в следующей главе диссертации, найдено 210 временных интервалов длиной в 40 мин. (длина сдвига каждого временного интервала равна 20 мин.). В свою очередь, данные за период с 21.09 по 25.09.2023 г. (86 временных интервалов) использованы для верификации математических моделей.

В рамках проверки адекватности разработанной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ проведенный количественный анализ полученных данных позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 283,91 до 285,97 МВт обеспечивает расчет давления пара в камере регулирующей ступени, в поворотной камере ЦВД (за шестой ступенью) и в камерах отборов турбины с максимальной относительной погрешностью, равной 1,1 %.

В свою очередь, в рамках проверки адекватности разработанной математической модели регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 проведенный количественный анализ позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода питательной воды на котел от 236,15 до 243,21 кг/с обеспечивает расчет значения температуры питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из подогревателя с относительной погрешностью, равной 0,4 и 0,3 % соответственно. Погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,2 %.

На рисунках 3.3 – 3.6 выполнено сопоставление расчетных и экспериментальных значений эксплуатационных технологических параметров конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС.

Таким образом, математические модели изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя признаны адекватными, так как они позволяют рассчитать соответственно давление пара в камере регулирующей ступени, в поворотной камере ЦВД (за шестой ступенью), в камерах I, II и III отборов турбины и температуру питательной воды и конденсата

греющего пара на выходе из подогревателя в пределах величины погрешности при уровне доверительной вероятности 95 %.

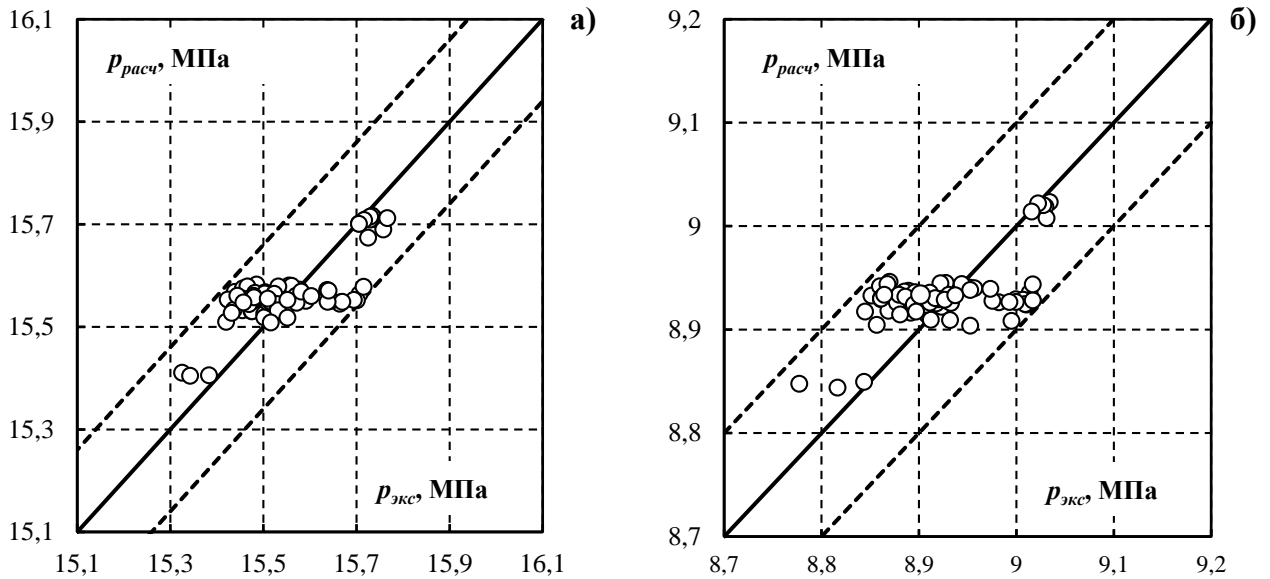


Рисунок 3.3. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере регулирующей ступени; б) – давление пара в поворотной камере ЦВД турбины. Точки – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Сплошная линия – совпадение расчетных и экспериментальных значений. Штриховые линии – границы 95 % доверительного интервала, обусловленного погрешностью измерений. Прочие обозначения приведены в тексте

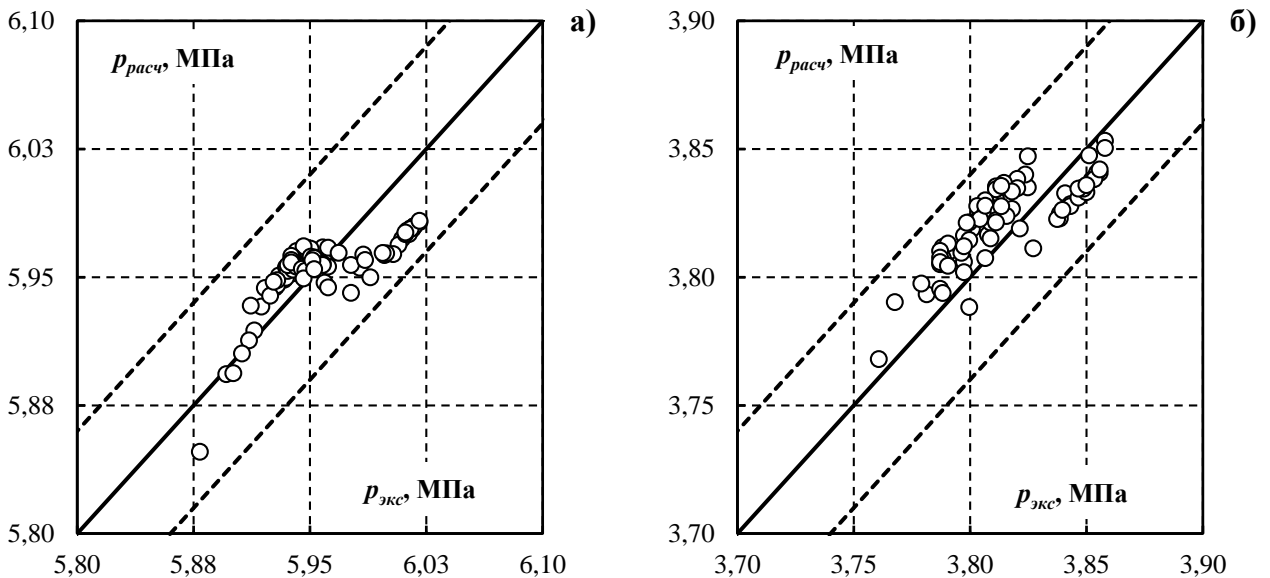


Рисунок 3.4. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере I отбора турбины; б) – давление пара в камере II отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

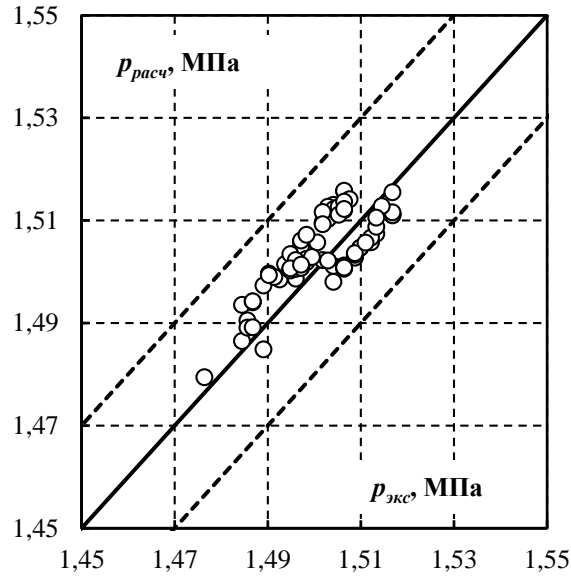


Рисунок 3.5. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений давления пара в камере III отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

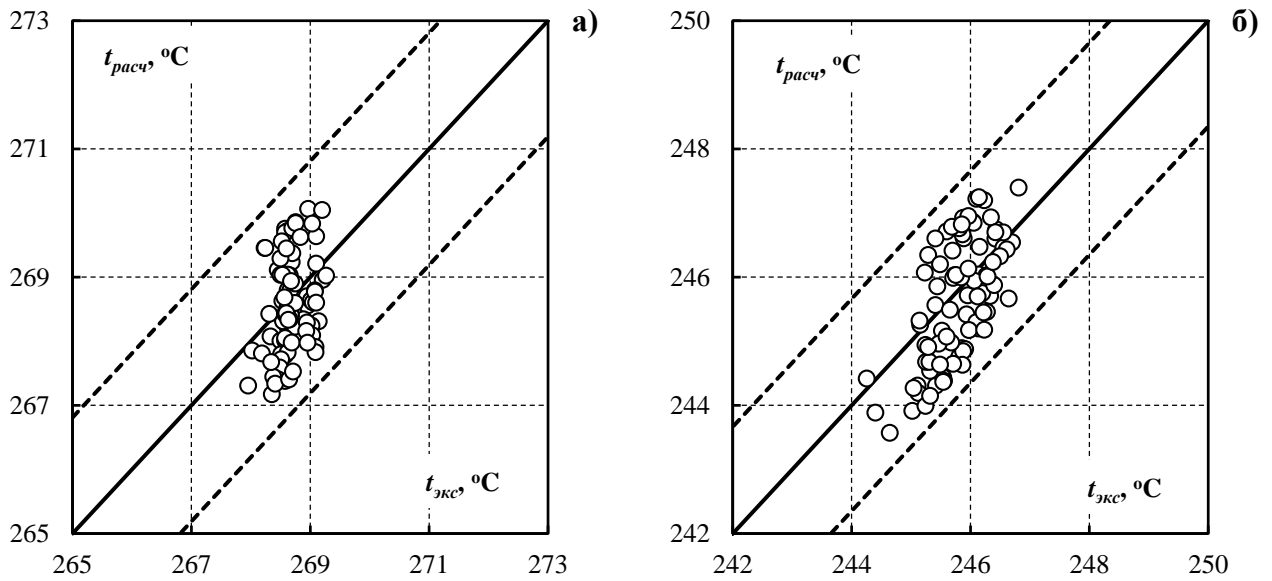


Рисунок 3.6. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – температура питательной воды на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя; б) – температура конденсата греющего пара на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

3.2. Экспериментальное исследование теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа

В качестве объекта экспериментального исследования выбрано основное и вспомогательное оборудование теплофикационной турбоустановки, а именно паровая турбина типа Т-100/120-130 УТЗ и последний по ходу питательной воды регенеративный подогреватель типа ПВ-425-230-35.

Целью экспериментального исследования является верификация предложенных в главе 2 диссертационной работы математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

Для достижения поставленной цели экспериментального исследования определены следующие задачи:

1. Определение метрологического обеспечения экспериментального исследования.
2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования.
3. Адаптация под условия действующего энергетического оборудования и верификация математических моделей изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя.

Назначение паровой турбины. Турбина паровая типа Т-110/120-130 УТЗ с сопловым парораспределением, одновальная, трехцилиндровая, с регулируемым двухступенчатым теплофикационным отбором пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТВФ-100-2 с водородным охлаждением, номинальной активной мощностью 100 МВт и номинальной частотой вращения 3000 об/мин и отпуска пара на нужды тепловой сети [184].

Назначение регенеративного подогревателя. Поверхностный подогреватель высокого давления с коллекторной системой типа ПВ-425-230-35 предназначен для регенеративного подогрева питательной воды за счет теплоты пара из отборов турбины [164].

Основные технические характеристики паровой турбины [184] и подогревателя [164, 178] представлены в таблицах 3.10 и 3.11 соответственно.

Таблица 3.10. Технические характеристики турбины типа Т-100/120-130 УТЗ (по данным [184])

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
1	Электрическая мощность, МВт:	
	номинальная	110
	максимальная	120
2	Расход свежего пара на турбину, т/ч (кг/с):	
	номинальный	480 (133,3)
	максимальный	485 (134,7)
3	Давление свежего пара, кгс/см ² (МПа)	130 (12,8)
4	Температура свежего пара, °С	555
5	Тепловая нагрузка, Гкал/ч (МВт):	
	номинальная	174 (203,5)
	максимальная	184 (214,0)
6	Пределы изменения давления в регулируемых отборах, МПа:	
	в нижнем теплофикационном отборе	0,05-0,20
	в верхнем теплофикационном отборе	0,06-0,25
7	Давление в конденсаторе при расчетном режиме, кгс/см ² (кПа)	0,057 (5,59)
8	Температура охлаждающей воды при расчетном режиме, °С	20
9	Расход охлаждающей воды при расчетном режиме, м ³ /ч (кг/с)	16000 (4444,4)
10	Температура питательной воды за группой ПВД при расчетном режиме, °С	234
11	Конструктивная схема турбины	ЦВД + ЦСД + ЦНД
12	Конструктивная схема проточной части турбины ¹⁾ :	
	ЦВД	1р + 8н
	ЦСД	14н
	ЦНД	2×2н

Примечание: ¹⁾Приняты следующие условные обозначения: буквами «р» и «н» обозначены регулирующая и нерегулируемые ступени турбины соответственно

Таблица 3.11. Технические характеристики подогревателя типа ПВ-425-230-35 (по данным [164, 178])

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
1	Площадь поверхности теплообмена, м ² :	
	полная	425
	зоны охладителя пара	42
	зоны охладителя конденсата	63
2	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²):	
	воды в трубной системе	23 (230)
	пара в корпусе	3,4 (35)
3	Номинальный массовый расход воды, т/ч (кг/с)	550 (152,8)
4	Расчетный тепловой поток, МВт	13,3
5	Максимальная температура пара, °С	500
6	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа	0,25
7	Габаритные размеры, м	
	высота	7,39
	диаметр корпуса	1,76

3.2.1. Метрологическое обеспечение экспериментального исследования

Тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ с указанием точек контроля расхода, давления и температуры теплоносителя приведена на рисунке 3.7.

На рисунке 3.7 использованы следующие обозначения: ГПЗ – главная паровая задвижка турбины; СК – стопорный клапан; РК – регулирующий клапан; ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давлений; ЭГ – электрогенератор; К-р – конденсатор паровой турбины; КН – конденсатный насос; ПЭН – питательный электронасос; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; СлН – сливной насос; СМ – узел смешения; ПС – подогреватель сальниковый; ОЭ – охладитель основного эжектора; ОЭУ – охладитель эжектора уплотнений; ДПВ – деаэратор питательной воды; РДД – регулятор давления деаэратора; ПСГ-I и II – сетевой подогреватель горизонтального типа I-й и II-й ступени соответственно; $N_э$ – активная мощность электрогенератора.

В состав исходной информации экспериментального исследования входит перечень (таблица 3.12) основных фиксируемых параметров с указанием основных метрологических характеристик штатных контрольно-измерительных приборов [179 – 183].

Таблица 3.12. Метрологическое обеспечение теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ (по данным [179 – 183])

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
1. Вода				
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч	0...500	Приведенная, %	±1,5
1.2	Температура питательной воды за ПВД-5, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.3	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
1.4	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)

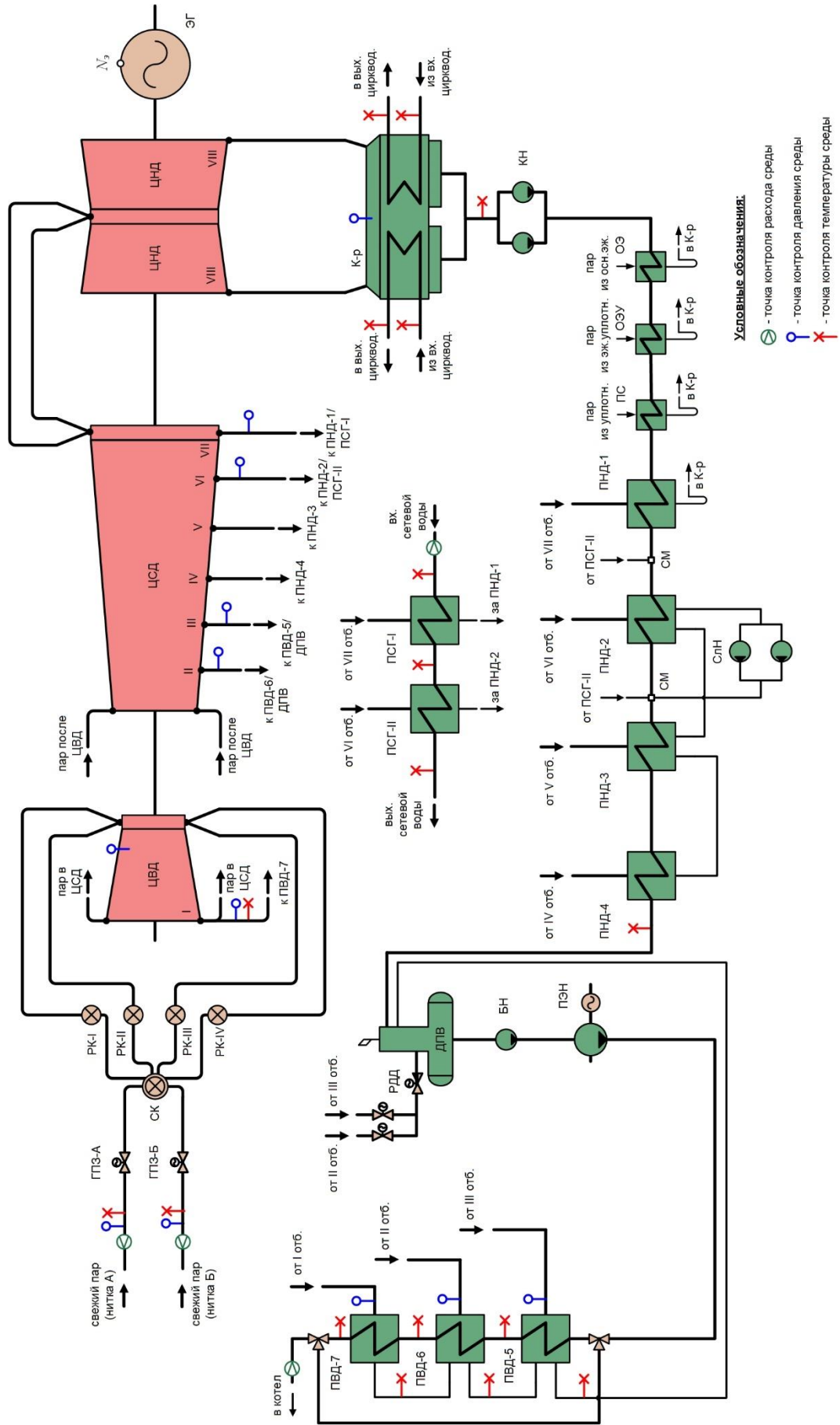


Рисунок 3.7. Тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ. Все обозначения приведены в тексте

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
1. Вода				
1.5	Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор (половина А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.6	Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор (половина Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.7	Температура циркуляционной воды за конденсатором (половина А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.8	Температура циркуляционной воды за конденсатором (половина Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.9	Расход сетевой воды через ПСГ, т/ч	0...6000	Приведенная, %	$\pm 1,5$
1.10	Температура сетевой воды перед ПСГ-I, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.11	Температура сетевой воды за ПСГ-I, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.12	Температура сетевой воды за ПСГ-II, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
2. Пар				
2.1	Давление свежего пара перед ГПЗ (нитка 1), кгс/см ²	0...160	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.2	Давление свежего пара перед ГПЗ (нитка 2), кгс/см ²	0...160	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.3	Давление пара в камере регулирующей ступени, кгс/см ²	0...160	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.4	Расход свежего пара (нитка 1), т/ч	0...250	Приведенная, %	$\pm 1,5$
2.5	Расход свежего пара (нитка 2), т/ч	0...250	Приведенная, %	$\pm 1,5$
2.6	Давление пара перед ПВД-5, кгс/см ²	0...16	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.7	Давление пара перед ПВД-6, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.8	Давление пара перед ПВД-7, кгс/см ²	0...40	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.9	Температура свежего пара перед ГПЗ (нитка 1), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
2.10	Температура свежего пара перед ГПЗ (нитка 2), °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
2.11	Температура пара в камере I отбора, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
2. Пар				
2.12	Вакуум в конденсаторе (разряжение), кгс/см ²	-1...0	Приведенная, %	±0,5
2.13	Давление пара в камере I отбора, кгс/см ²	0...40	Приведенная, %	±0,6
2.14	Давление пара в камере II отбора, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	±0,6
2.15	Давление пара в камере III отбора, кгс/см ²	0...16	Приведенная, %	±0,6
2.16	Давление пара в камере нижнего теплофикационного отбора (разряжение), кгс/см ²	-1...3	Приведенная, %	±0,6
2.17	Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора (разряжение), кгс/см ²	-1...3	Приведенная, %	±0,6
3. Конденсат				
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-5, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-4, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
4. Электрическая мощность				
4.1	Активная мощность генератора, МВт	0...150	Приведенная, %	±0,5

Примечание: |t| – абсолютное значение температуры, °С

С целью поиска в массиве результатов измерений технологических параметров временных интервалов работы паровой турбины и регенеративного подогревателя с допустимым отклонением измеряемых параметров в рамках установленных пределов определен перечень критериев [59, 62, 64, 87], представленных в таблицах 3.5 и 3.13 для рассматриваемой теплофикационной турбоустановки (рисунок 3.7).

Таблица 3.13. Допустимые отклонения измеряемых параметров во временном интервале для паровой турбины (по данным [59, 62, 64, 87])

№ п/п	Параметр, единица измерения	Значение
1	Максимально допустимое отклонение от среднего значения активной мощности, %	± 1
2	Максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода свежего пара, %	± 1
3	Максимально допустимая разница расходов питательной воды и свежего пара, %	± 5
4	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начального давления пара, %	± 2
5	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начальной температуры пара, °С	± 6
6	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления пара в камерах регулируемого отбора, %	± 2
7	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления отработавшего пара, %	± 5

3.2.2. Обработка и анализ результатов экспериментального исследования

В таблицах 3.14 – 3.17 приведены минимальное, максимальное и среднее значения технологических параметров, а также доверительная граница погрешности и предел относительной погрешности измерения при уровне доверительной вероятности 95 %. Указанные значения технологических параметров получены по итогу обработки результатов измерений с помощью разработанного алгоритма, реализованного в виде программного модуля [213], речь о котором пойдет в следующей главе диссертации. Результаты измерений технологических параметров были взяты из программно-технического комплекса АСУ ТП за период времени с 01.03. по 31.03.2024 г.

Таблица 3.14. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Температура питательной воды за ПВД-5, °С	169,28	179,67	174,28	±1,28	±0,73
1.2	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	193,38	211,16	201,86	±1,44	±0,71
1.3	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	215,55	237,95	226,21	±1,58	±0,70
1.4	Температура сетевой воды до ПСГ-I, °С	48,18	59,33	52,56	±0,62	±1,18
1.5	Температура сетевой воды после ПСГ-I, °С	55,93	75,76	64,58	±0,68	±1,05
1.6	Температура сетевой воды после ПСГ-II, °С	74,02	95,66	83,12	±0,78	±0,94
1.7	Расход сетевой воды через ПСГ, т/ч (кг/с)	3078,09 (855,09)	5569,84 (1547,18)	4994,88 (1387,47)	±92,10 (±25,58)	±1,84
1.8	Температура циркуляционной воды на входе конденсатора, °С	16,29	25,13	20,22	±0,44	±2,18
1.9	Температура циркуляционной воды на выходе конденсатора, °С	19,50	30,06	23,68	±0,46	±1,94
2. Пар						
2.1	Давление свежего пара в СК ЦВД (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	130,80 (12,83)	136,22 (13,36)	134,29 (13,17)	±0,89 (±0,09)	±0,66
2.2	Давление пара перед ПВД-5, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	8,23 (0,81)	12,84 (1,26)	10,48 (1,03)	±0,12 (±0,01)	±1,15
2.3	Давление пара перед ПВД-6, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	14,76 (1,45)	23,23 (2,28)	18,69 (1,83)	±0,18 (±0,02)	±0,96
2.4	Давление пара перед ПВД-7 (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	22,43 (2,20)	35,75 (3,51)	28,49 (2,79)	±0,28 (±0,03)	±0,98

Окончание таблицы 3.14

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Пар						
2.5	Температура свежего пара перед турбиной, °С	544,61	553,63	549,30	±3,36	±0,61
2.6	Давление пара в камере нижнего теплофикационного отбора (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,384 (37,704)	0,782 (76,729)	0,557 (54,638)	±0,025 (±2,452)	±4,49
2.7	Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,624 (61,233)	1,093 (107,158)	0,750 (73,580)	±0,025 (±2,452)	±3,33
2.8	Вакуум в конденсаторе (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,0483 (4,7352)	0,1280 (12,5556)	0,0863 (8,4600)	±0,0055 (±0,5394)	±6,37
3. Конденсат						
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-5, °С	170,16	188,40	178,83	±1,31	±0,73
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	181,63	200,56	190,64	±1,38	±0,72
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	196,12	220,50	207,67	±1,47	±0,71
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН, °С	33,15	46,00	37,76	±0,53	±1,40
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-4, °С	131,97	144,50	138,31	±1,09	±0,79
4. Электрическая мощность						
4.1	Активная мощность генератора, МВт	69,48	107,74	88,55	±0,95	±1,07

Таблица 3.15. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	354,72 (98,53)	469,30 (130,36)	402,45 (111,79)	±8,84 (±2,46)	±2,20
2. Пар						
2.1	Давление пара в камере регулирующей ступени (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	61,27 (6,01)	95,49 (9,36)	76,44 (7,50)	±1,01 (±0,10)	±1,32
2.2	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	22,67 (2,22)	36,22 (3,55)	28,82 (2,83)	±0,27 (±0,03)	±0,94
2.3	Давление пара в камере II отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	14,98 (1,47)	23,71 (2,33)	19,03 (1,87)	±0,19 (±0,02)	±1,00
2.4	Давление пара в камере III отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	8,36 (0,82)	13,03 (1,28)	10,64 (1,04)	±0,11 (±0,01)	±1,03

Таблица 3.16. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	354,72 (98,53)	469,30 (130,36)	402,45 (111,79)	±8,84 (±2,46)	±2,20
1.2	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	193,38	211,16	201,86	±1,44	±0,71

Окончание таблицы 3.16

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Пар						
2.1	Температура пара в камере I отбора, °С	351,46	379,27	364,77	±2,34	±0,64
2.2	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	22,67 (2,22)	36,22 (3,55)	28,82 (2,83)	±0,27 (±0,03)	±0,94
2.3	Давление пара перед ПВД-7 (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	22,43 (2,20)	35,75 (3,51)	28,49 (2,79)	±0,28 (±0,03)	±0,98

Таблица 3.17. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	215,55	237,95	226,21	±1,58	±0,70
2. Конденсат						
2.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	196,12	220,50	207,67	±1,47	±0,71

3.2.3. Результаты экспериментального исследования

В рамках экспериментального исследования была рассмотрена следующая расчетная тепловая схема (рисунок 3.8), согласно которой разработана математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины в соответствии с математическим описанием, изложенным детально в главе 2 диссертации.

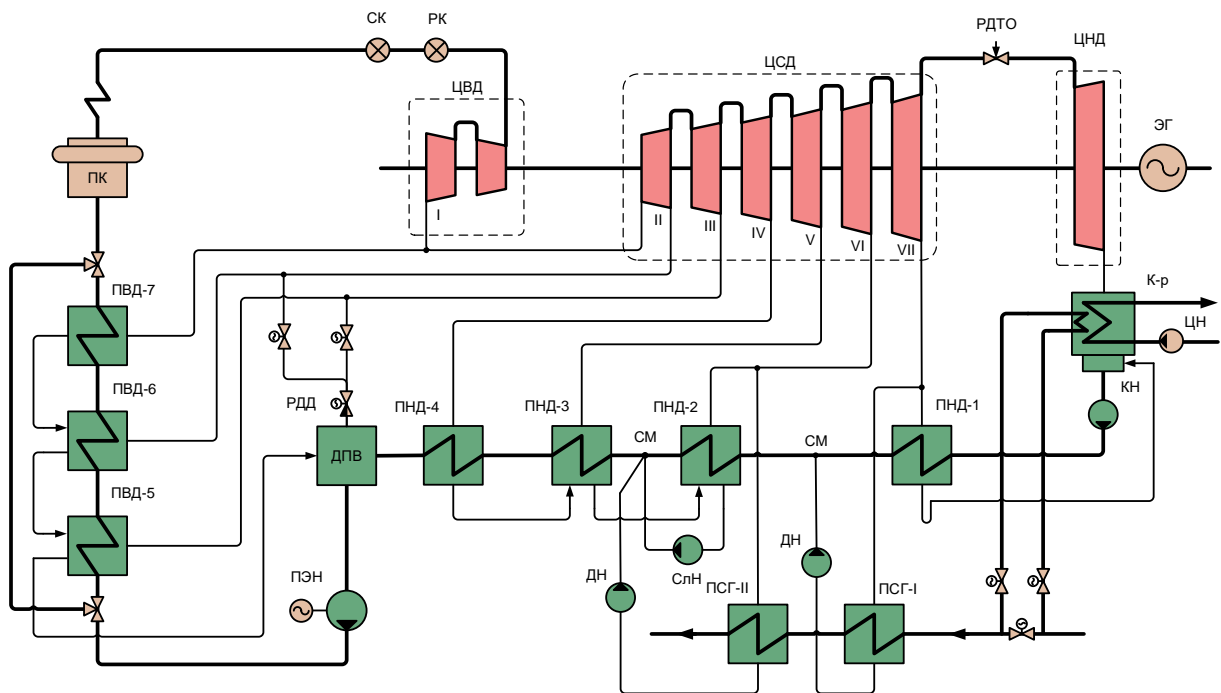


Рисунок 3.8. Расчетная тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ. Прочие обозначения приведены в тексте

Схема движения питательной воды в турбинной системе, принципиальная и расчетная схемы регенеративного подогревателя типа ПВ-425-230-35 представлены на рисунке 3.9. Согласно схеме (рисунок 3.9, а) движения питательной воды в турбинной системе подогревателя ПВ-425-230-35 можно отметить следующие особенности: СП (2) выполнен двухступенчатый; ступень ОД (1) включена параллельно первой ступени СП (2) по ходу питательной воды; ступень ОП (3) включена по питательной воде по последовательной схеме, при этом через трубную систему ОП (3) проходит часть полного потока питательной воды. В соответствии с расчетной схемой (рисунок 3.9, в) разработана матричная модель подогревателя типа ПВ-425-230-35.

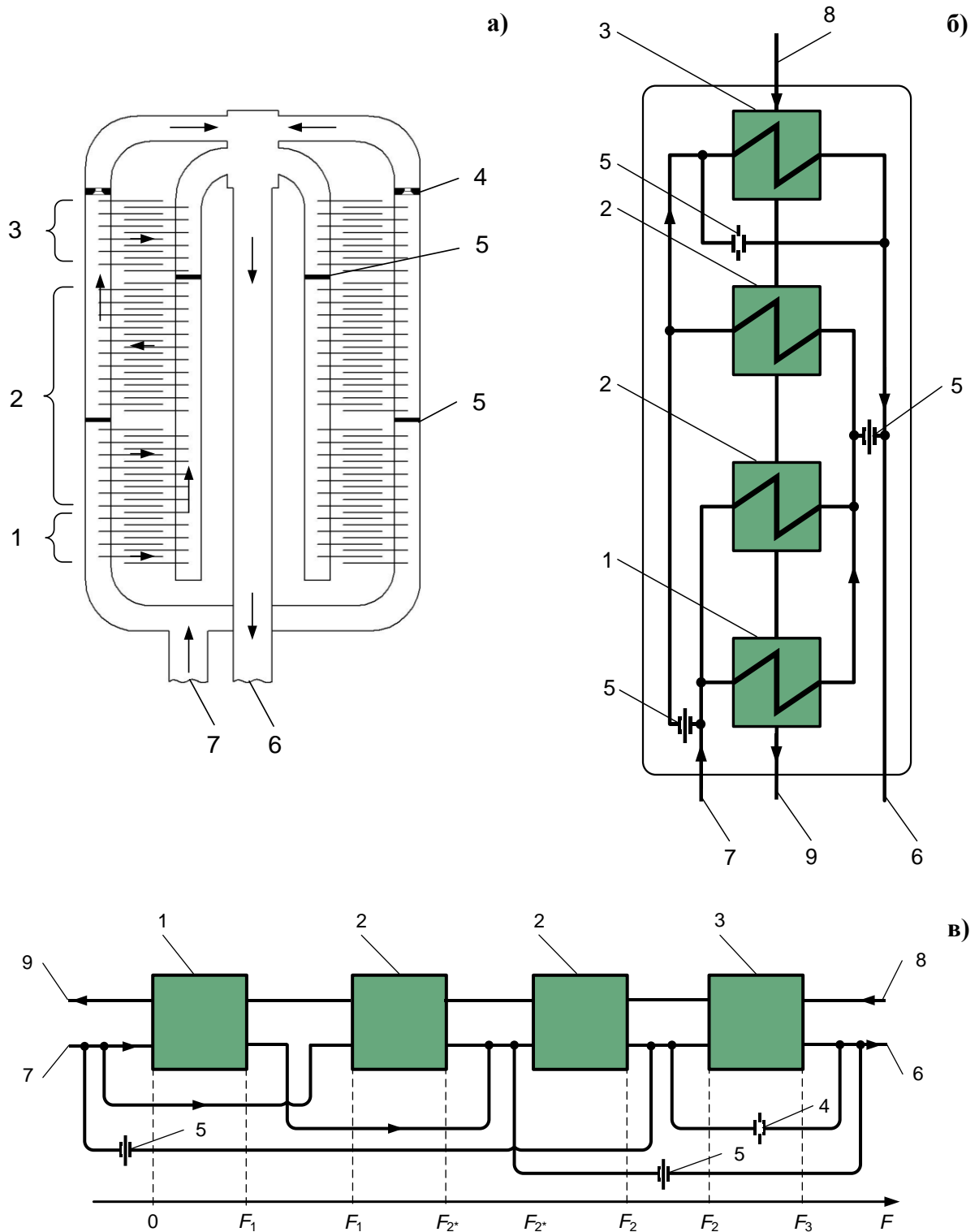


Рисунок 3.9. Регенеративный подогреватель типа ПВ-425-230-35: а) – схема движения питательной воды в трубной системе; б) – принципиальная схема подогревателя; в) – расчетная схема подогревателя с указанием направления оси определяющей координаты процесса F . 1 – охладитель дренажа; 2 – собственно подогреватель; 3 – охладитель пара; 4 – дроссельная шайба; 5 – диафрагма (перегородка); 6 – выход питательной воды; 7 – вход питательной воды; 8 – вход греющего пара; 9 – выход конденсата греющего пара. Прочие обозначения приведены в тексте

Для параметрической идентификации математических моделей паровой турбины типа Т-100/120-130 УТЗ и последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя типа ПВ-425-230-35 были использованы результаты измерений технологических параметров, содержащихся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, за период с 01.03. по 25.03.2024 г., за который было найдено 226 временных интервалов длиной 40 мин. (длина сдвига каждого временного интервала равна 20 мин.). В свою очередь, данные с 26.03 по 31.03.2024 г. (54 временных интервалов) использованы для верификации математических моделей.

В рамках проверки адекватности разработанной математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины типа Т-100/120-130 УТЗ проведенный количественный анализ полученных данных позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 87,29 до 91,35 МВт позволяет рассчитать давление пара в камере регулирующей ступени и в камерах отборов турбины с максимальной относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, равной 0,8 %.

В рамках проверки адекватности разработанной математической модели регенеративного подогревателя типа ПВ-425-230-35 проведенный количественный анализ позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода питательной воды на котел от 113,35 до 116,72 кг/с позволяет определить значение температуры питательной воды и конденсата греющего пара с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, 0,2 и 0,1 % соответственно. Погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,1 %.

На рисунках 3.10 – 3.12 выполнено сопоставление расчетных и экспериментальных значений эксплуатационных технологических параметров теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа.

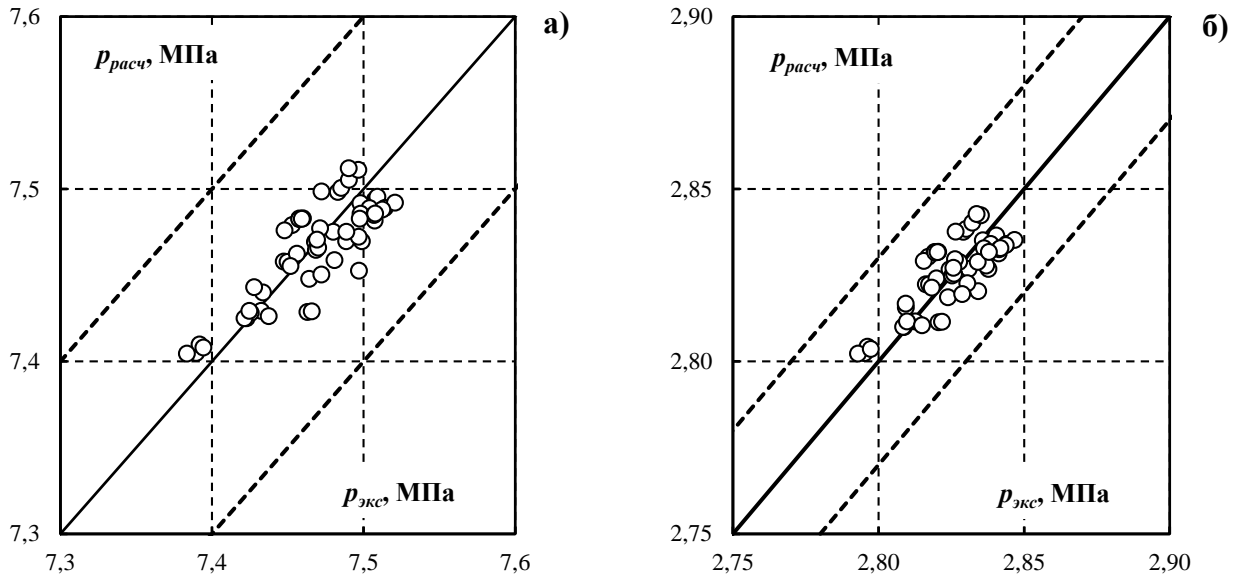


Рисунок 3.10. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере регулирующей ступени; б) – давление пара в камере I отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

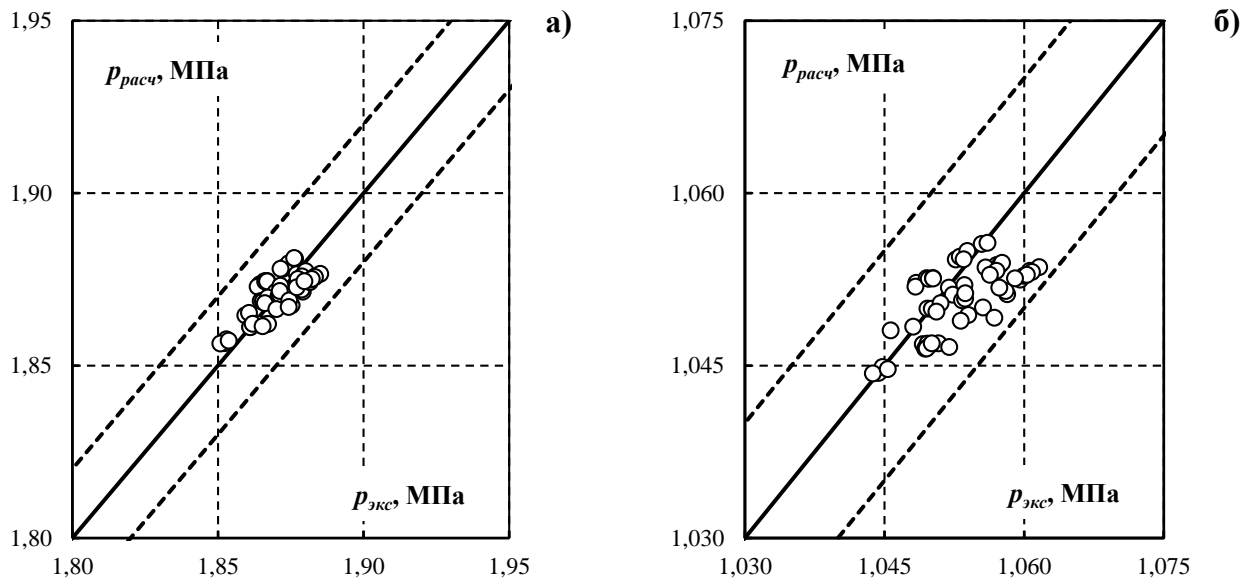


Рисунок 3.11. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере II отбора турбины; б) – давление пара в камере III отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

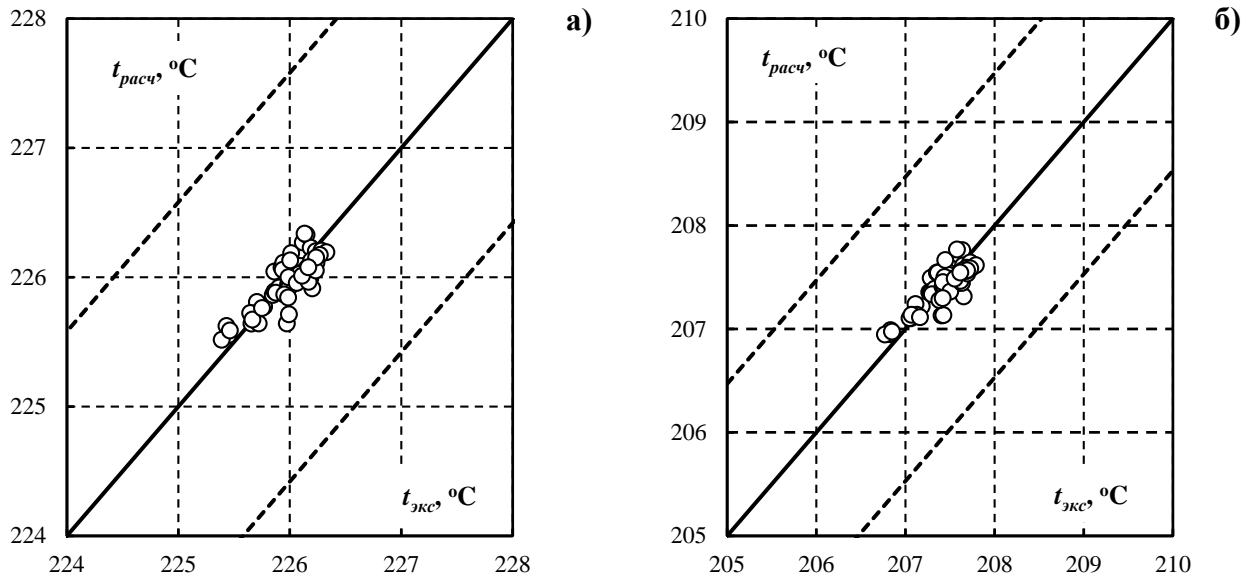


Рисунок 3.12. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – температура питательной воды на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя; б) – температура конденсата греющего пара на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя. Прочие обозначения соответствуют рисунку 3.3

Таким образом, математические модели изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя признаны адекватными, так как они позволяют рассчитать соответственно давление пара в камере регулирующей ступени, в камерах I, II и III отборов турбины и температуру питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из подогревателя в пределах величины погрешности при уровне доверительной вероятности 95 %.

3.3. Выводы по третьей главе

1. Получены и проанализированы результаты экспериментальных исследований состояния основного и вспомогательного оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.) и теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.).

2.1. В рамках экспериментального исследования основного и вспомогательного оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ разработаны математические модели изменения состояния проточ-

ной части паровой турбины и регенеративного подогревателя. На основании экспериментальных данных, полученных на исследуемой турбоустановке от контрольно-измерительных приборов за период времени с 01.09. по 25.09.2023 г., содержащихся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, осуществлена параметрическая идентификация и проверка на адекватность математических моделей, по результатам которой было установлено следующее:

- математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 283,91 до 285,97 МВт позволяет рассчитать давление пара в характерных точках контроля давления в паровой турбине с максимальной относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, равной 1,1 %;

- математическая модель регенеративного подогревателя во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода питательной воды на котел от 236,15 до 243,21 кг/с позволяет определить значение температуры питательной воды и конденсата греющего пара с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, менее 0,5 %. Погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,2 %.

2.2 В рамках экспериментального исследования основного и вспомогательного оборудования теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ разработаны математические модели изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя. На основании экспериментальных данных, полученных на исследуемой турбоустановке от контрольно-измерительных приборов за период времени с 01.03. по 30.03.2024 г., содержащихся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, осуществлена параметрическая идентификация и проверка на адекватность математических моделей, по результатам которой было установлено следующее:

- математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 87,29 до 91,35 МВт позволяет рассчитать давление пара в характерных точках

контроля давления в паровой турбине с максимальной относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, равной 0,8 %;

– математическая модель регенеративного подогревателя во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода питательной воды на котел от 113,35 до 116,72 кг/с позволяет определить значение температуры питательной воды и конденсата греющего пара с относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, менее 0,3 %. Погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,1 %.

Таким образом, математические модели изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя признаны адекватными, так как они позволяют рассчитать целевые параметры в пределах величины погрешности при уровне доверительной вероятности 95 %.

Материалы главы 3 опубликованы в работе [216].

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ

Выделяются следующие основные направления практического использования результатов работы: разработка и оформление свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ; реализация алгоритмов мониторинга и диагностики в виде модулей программных продуктов; практическая реализация программных модулей на энергетических объектах и в учебном процессе.

С целью практической реализации разработанных в рамках диссертационной работы математических моделей и алгоритмов диагностики технического состояния основного и вспомогательного оборудования ПТУ ТЭС были получены следующие свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

- **Модуль обработки результатов измерений, содержащихся в программно-техническом комплексе АСУ ТП** – *(Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023662771 от 14 июня 2023 г.; Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023687166 от 12 декабря 2023 г.)*.
- **Математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины** – *(Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2022682363 от 22 ноября 2022 г.; Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023662774 от 14 июня 2023 г.)*.
- **Модуль локализации и идентификации неисправности (дефекта) проточной части паровой турбины** – *(Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023618286 от 21 апреля 2023 г.)*.
- **Математическая модель регенеративного подогревателя** – *(Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023684423 от 15 ноября 2023 г.; Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023687167 от 12 декабря 2023 г.)*.
- **Модуль, предназначенный для расчета удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии** *(Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2022615258*

от 30 марта 2022 г.) с учетом зависимости относительного внутреннего КПД проточной части турбины от массового (объемного) расхода пара при различных значениях электрической нагрузки и нагрузки производственного и теплофикационного отборов. Данный модуль, реализованный в программном комплексе, внедрен в учебный процесс по кафедре «Тепловые электрические станции» ИГЭУ при подготовке магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника», что подтверждено соответствующим документом (см. Приложение 2).

4.1. Разработка алгоритмов программных модулей мониторинга и диагностики и их практическая реализация в виде программных комплексов

Для проверки применимости разработанных модулей для решения задач технического диагностирования [89] на практике, а также на непротиворечивость получаемых результатов расчета, выполненного с помощью математических моделей, рассматривается программная реализация применительно к паровой турбине типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ и регенеративному подогревателю типа ПВ-900-380-66.

Основные технические характеристики [184] указанной паровой турбины представлены в таблице 4.1. В свою очередь, технические характеристики последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя изложены в главе 3 диссертационной работы.

Таблица 4.1. Технические характеристики паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ (по данным [184])

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
1	Электрическая мощность, МВт:	
	номинальная	250
	максимальная	305
2	Расход свежего пара на турбину, т/ч (кг/с):	
	номинальный	980 (272,2)
	максимальный	1000 (277,8)
3	Давление свежего пара, кгс/см ² (МПа)	240 (23,5)
4	Температура свежего пара, °С	540
5	Давление пара после промежуточного перегрева, кгс/см ² (МПа)	37,5 (3,68)
6	Температура пара после промежуточного перегрева, °С	540

№ п/п	Характеристика, единица измерения	Значение
7	Тепловая нагрузка, Гкал/ч (МВт): номинальная максимальная	350 (407,1) 415 (482,6)
8	Пределы изменения давления в регулируемых отборах, МПа: в нижнем теплофикационном отборе в верхнем теплофикационном отборе	0,05-0,35 0,06-0,40
9	Максимальной расход сетевой воды, т/ч (кг/с)	8000 (2222,2)
10	Давление пара в конденсаторе при расчетном режиме, кгс/см ² (МПа)	0,059 (0,0058)
11	Температура охлаждающей воды при расчетном режиме, °С	20
12	Расход охлаждающей воды при расчетном режиме, м ³ /ч	28000 (7777,7)
13	Температура питательной воды за группой ПВД при расчетном режиме, °С	265
14	Конструктивная схема турбины	ЦВД + ЦСД-I+ ЦСД-II + ЦНД
15	Конструктивная схема проточной части турбины ¹⁾ : ЦВД ЦСД-I ЦСД-II ЦНД	1р + 11н 10н 2×5н 2×3н

Примечание: ¹⁾Приняты следующие условные обозначения: буквами «р» и «н» обозначены регулирующая и нерегулируемые ступени турбины соответственно

4.1.1. Модуль обработки результатов измерений параметров из программно-технического комплекса АСУ ТП

Результаты измерений технологических параметров, содержащиеся в программно-техническом комплексе АСУ ТП и представляющие собой временные ряды, необходимо представить в удобном виде для первичной обработки результатов измерений. С этой целью выполняется процесс поиска режимов работы оборудования и выделение их временных интервалов на основании заданного перечня критериев методом скользящего окна (Sliding-Window) [185]. Результаты первичных измерений параметров в каждом отдельном интервале рассматриваются как результаты пассивного натурного эксперимента.

Тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ с указанием точек контроля расхода, давления и температуры теплоносителя приведена на рисунке 4.1.

На рисунке 4.1 использованы следующие обозначения: ГПЗ – главная паровая задвижка турбины; ПП – промежуточный пароперегреватель; СК – стопорный клапан; РК – регулирующий клапан; ОК – отсечной клапан; ЦВД, ЦСД и ЦНД – цилиндры высокого, среднего и низкого давлений; ЭГ – электрогенератор; К-р – конденсатор паровой турбины; КН I ст. и II ст. – конденсатный насос I-й и II-й ступени соответственно; Р – расширитель; ТПН – турбопривод питательного насоса; ПТН – питательный турбонасос; ПЭН – питательный электронасос; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; СлН – сливной насос; СМ – узел смешения; ДН – дренажный насос; ОГК – охладитель газоохладителей конденсатом; БОУ – блочная обессоливающая установка; ПС – подогреватель сальниковый; ПСГ-I и II – сетевой подогреватель горизонтального типа I-й и II-й ступени соответственно; $N_э$ – активная мощность электрогенератора.

Измерение расхода, давления и температуры теплоносителя осуществлялось с помощью штатных контрольно-измерительных приборов, входящих в программно-технологический комплекс АСУ ТП. Перечень основных фиксируемых параметров с указанием основных метрологических характеристик штатных контрольно-измерительных приборов представлен в таблице 4.2 [179 – 183].

Таблица 4.2. Метрологическое обеспечение теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ (по данным [179 – 183])

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
1. Вода				
1.1	Давление воды на напоре ПТН, кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	±1,5
1.2	Расход питательной воды (корпус А, нитка А), т/ч	0...350	Приведенная, %	±1,5
1.3	Расход питательной воды (корпус А, нитка Б), т/ч	0...350	Приведенная, %	±1,5
1.4	Расход питательной воды (корпус Б, нитка А), т/ч	0...350	Приведенная, %	±1,5
1.5	Расход питательной воды (корпус Б, нитка Б), т/ч	0...350	Приведенная, %	±1,5

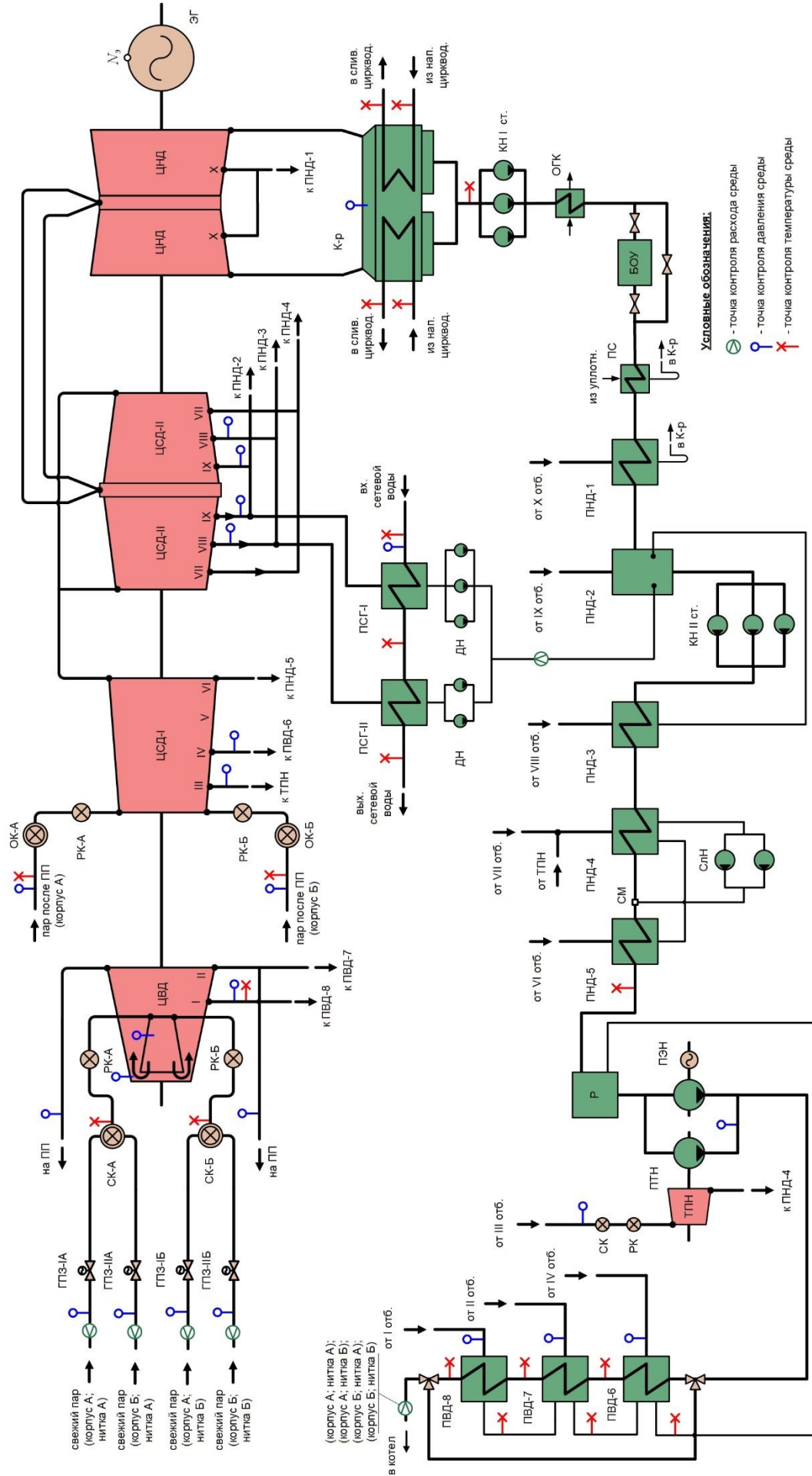


Рисунок 4.1. Тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ. Все обозначения приведены в тексте

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
1. Вода				
1.6	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.7	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.8	Температура питательной воды за ПВД-8, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.9	Температура циркуляционной воды в напорном трубопро- воде, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.10	Температура циркуляционной воды в сливном трубопроводе №1, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.11	Температура циркуляционной воды в сливном трубопроводе №2, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.12	Температура сетевой воды до ПСГ-I, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.13	Температура сетевой воды по- сле ПСГ-I, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.14	Температура сетевой воды по- сле ПСГ-II, °С	-50...600	Абсолютная, °С	$\pm(0,3 + 0,005 t)$
1.15	Давление сетевой воды перед ПСГ-I, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	$\pm 1,5$
2. Пар				
2.1	Давление свежего пара перед ГПЗ (корпус А, нитка А), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.2	Давление свежего пара перед ГПЗ (корпус А, нитка Б), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.3	Давление свежего пара перед ГПЗ (корпус Б, нитка А), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.4	Давление свежего пара перед ГПЗ (корпус Б, нитка Б), кгс/см ²	0...400	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.5	Давление пара в камере регу- лирующей ступени, кгс/см ²	0...250	Приведенная, %	$\pm 0,6$
2.6	Расход свежего пара (корпус А, нитка А), т/ч	0...350	Приведенная, %	$\pm 1,5$
2.7	Расход свежего пара (корпус А, нитка Б), т/ч	0...350	Приведенная, %	$\pm 1,5$
2.8	Расход свежего пара (корпус Б, нитка А), т/ч	0...350	Приведенная, %	$\pm 1,5$

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
2. Пар				
2.9	Расход свежего пара (корпус Б, нитка Б), т/ч	0...350	Приведенная, %	±1,5
2.10	Давление пара в линии горя- чего ПП за котлом (корпус А), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.11	Давление пара в линии горя- чего ПП за котлом (корпус Б), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.12	Давление пара перед ПВД-6, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	±0,6
2.13	Давление пара перед ПВД-7, кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.14	Давление пара перед ПВД-8, кгс/см ²	0...100	Приведенная, %	±0,6
2.15	Давление пара за шестой сту- пенью, кгс/см ²	0...160	Приведенная, %	±0,6
2.16	Температура свежего пара пе- ред турбиной в СК ЦВД (прав.), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.17	Температура свежего пара пе- ред турбиной в СК ЦВД (лев.), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.18	Температура пара в линии го- рячего ПП за котлом (корпус А), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.19	Температура пара в линии го- рячего ПП за котлом (корпус Б), °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.20	Температура пара в камере I отбора, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
2.21	Давление пара в линии холод- ного ПП (корпус А), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.22	Давление пара в линии холод- ного ПП (корпус Б), кгс/см ²	0...60	Приведенная, %	±0,6
2.23	Вакуум в конденсаторе (разря- жение), кгс/см ²	-1...0	Приведенная, %	±0,5
2.24	Давление пара в камере I от- бора, кгс/см ²	0...100	Приведенная, %	±0,6
2.25	Давление пара в камере III от- бора, кгс/см ²	0...35	Приведенная, %	±0,6
2.26	Давление пара в камере IV от- бора, кгс/см ²	0...25	Приведенная, %	±0,6
2.27	Давление пара на ТПН, кгс/см ²	0...50	Приведенная, %	±0,6

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Метрологические характеристики		
		Диапазон измерения	Характеристика погрешности	
			Нормируемая погрешность	Пределы допускаемой погрешности
2. Пар				
2.28	Давление пара в камере нижнего теплофикационного отбора (разряжение), кгс/см ²	-1...5	Приведенная, %	±0,6
2.29	Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора (разряжение), кгс/см ²	-1...5	Приведенная, %	±0,6
3. Конденсат				
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-8, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН I ступени, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-5, °С	-50...600	Абсолютная, °С	±(0,3 + 0,005 t)
3.6	Расход конденсата из ПСГ-I и ПСГ-II в ПНД-2, т/ч	0...600	Приведенная, %	±0,5
4. Электрическая мощность				
4.1	Активная мощность генератора, МВт	0...350	Приведенная, %	±0,5

Примечание: |t| – абсолютное значение температуры, °С

В качестве критериев поиска временных интервалов работы паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ и последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 выбраны допустимые отклонения измеряемых параметров, численные значения которых представлены в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно. Численные значения допустимых отклонений параметров определены в соответствии с требованиями, установленными руководящими документами [62, 64, 87], и рекомендациями из специальной технической литературы [59].

Таблица 4.3. Допустимые отклонения измеряемых параметров во временном интервале для паровой турбины (по данным [59, 62, 64, 87])

№ п/п	Параметр, единица измерения	Значение
1	Максимально допустимое отклонение от среднего значения активной мощности, %	± 1
2	Максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода свежего пара, %	± 1
3	Максимально допустимая разница расходов питательной воды и свежего пара, %	± 5
4	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начального давления пара, %	± 2
5	Максимально допустимое отклонение от среднего значения начальной температуры пара, °С	± 6
6	Максимально допустимое отклонение от среднего значения температуры пара после промежуточного перегрева, °С	± 6
7	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления пара в камерах регулируемого отбора, %	± 2
8	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления отработавшего пара, %	± 5

Таблица 4.4. Допустимые отклонения измеряемых параметров во временном интервале для регенеративного подогревателя (по данным [59, 62, 64, 87])

№ п/п	Параметр, единица измерения	Значение
1	Максимально допустимое отклонение от среднего значения расхода питательной воды, %	± 5
2	Максимально допустимое отклонение от среднего значения температуры питательной воды, °С	± 2
3	Максимально допустимое отклонение от среднего значения давления греющего пара, %	± 5

Обработка результатов измерений технологических параметров в рамках выделенного временного интервала реализована в соответствии с требованиями, установленными соответствующими стандартами [186 – 171], и рекомендациями, представленными в специальной технической литературе [192], в виде следующего алгоритма.

1. На первом этапе осуществляется статистическое тестирование выбросов. Здесь происходит идентификация и исключение выбросов при помощи статистического критерия Кохрена [187] и статистики Хотеллинга [193 – 195].

2. Затем осуществляется определение окончательного результата измерений выбранных технологических параметров во временных интервалах [191].

3. После этого определяются доверительные границы погрешности окончательного результата прямых измерений технологических параметров [196].

4. На завершающем этапе обработки происходит расчет [197] действительных значений контролируемых параметров в характерных точках тепловой схемы ПТУ и приведение результатов к номинальным условиям [62, 64].

В таблицах 4.5 – 4.8 приведены минимальное, максимальное и среднее значения технологических параметров, а также доверительная граница погрешности и предел относительной погрешности измерения при уровне доверительной вероятности 95 %. Указанные значения технологических параметров получены по итогу обработки результатов измерений с помощью вышеуказанного алгоритма, реализованного в виде программного модуля [213]. Результаты измерений технологических параметров были взяты из программно-технического комплекса АСУ ТП за период времени с 17.10. по 29.10.2007 г.

Таблица 4.5. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Давление воды на напоре питательного турбонасоса (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	305,50 (29,96)	307,24 (30,13)	306,36 (30,04)	±6,60 (±0,65)	±2,15
1.2	Температура питательной воды за ПВД-6, °С	174,14	183,30	181,47	±1,33	±0,73
1.3	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	219,82	230,52	228,93	±1,59	±0,69
1.4	Температура питательной воды за ПВД-8, °С	246,61	258,79	256,49	±1,74	±0,68
1.5	Температура циркуляционной воды в напорном трубопроводе, °С	15,20	25,92	22,73	±0,33	±1,45

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.6	Температура циркуляционной воды в сливном трубопроводе, °С	16,34	30,11	26,38	±0,45	±1,71
1.7	Температура сетевой воды до ПСГ-I, °С	36,19	45,04	39,81	±0,57	±1,43
1.8	Температура сетевой воды после ПСГ-I, °С	51,01	68,54	60,35	±0,66	±1,09
1.9	Температура сетевой воды после ПСГ-II, °С	73,51	103,71	92,89	±0,83	±0,89
1.10	Давление сетевой воды перед ПСГ-I (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	5,84 (0,57)	8,91 (0,87)	7,47 (0,73)	±0,41 (±0,04)	±5,49
2. Пар						
2.1	Давление свежего пара перед ГПЗ (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	240,20 (23,56)	241,88 (23,72)	241,36 (23,67)	±1,87 (±0,18)	±0,77
2.2	Давление пара перед ПВД-6, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	11,62 (1,14)	15,02 (1,47)	14,34 (1,41)	±0,17 (±0,02)	±1,19
2.3	Давление пара перед ПВД-7, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	29,40 (2,88)	37,44 (3,67)	36,13 (3,54)	±0,40 (±0,04)	±1,11
2.4	Давление пара перед ПВД-8, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	45,02 (4,41)	61,27 (6,01)	56,45 (5,54)	±0,65 (±0,06)	±1,15
2.5	Температура свежего пара перед турбиной в СК ЦВД, °С	534,31	539,77	536,83	±2,31	±0,43
2.6	Температура пара в линии горячего ПП за котлом, °С	535,04	540,37	537,82	±3,28	±0,61
2.7	Вакуум в конденсаторе (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,0400 (3,9227)	0,0513 (5,0308)	0,0405 (3,9717)	±0,0056 (±0,5492)	±13,83
2.8	Давление пара на турбопривод питательного насоса, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	18,14 (1,78)	23,22 (2,28)	22,35 (2,19)	±0,33 (±0,03)	±1,48

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Пар						
2.9	Давление пара в камере нижнего теплофикационного отбора (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,175 (17,162)	0,345 (33,833)	0,258 (25,301)	±0,040 (±3,923)	±15,50
2.10	Давление пара в камере верхнего теплофикационного отбора (абсолютное), кгс/см ² (кПа)	0,685 (67,176)	1,220 (119,641)	0,986 (96,694)	±0,039 (±3,825)	±3,96
2.11	Давление пара в линии горячего ПП за котлом (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	27,88 (2,73)	35,59 (3,49)	34,19 (3,35)	±0,28 (±0,03)	±0,90
3. Конденсат						
3.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-6, °С	157,22	170,7	167,9	±1,21	±0,72
3.2	Температура конденсата греющего пара из ПВД-7, °С	182,38	192,59	188,5	±1,37	±0,73
3.3	Температура конденсата греющего пара из ПВД-8, °С	227,03	239,46	233,6	±1,63	±0,70
3.4	Температура основного турбинного конденсата на всасе КН I ступени, °С	34,02	40,29	36,30	±0,53	±1,46
3.5	Температура основного турбинного конденсата после ПНД-5, °С	130,57	139,95	137,06	±1,08	±0,79
3.6	Расход конденсата из ПСГ-I и II в ПНД-2, т/ч (кг/с)	235,85 (65,51)	347,71 (96,59)	284,58 (79,05)	±8,25 (±2,29)	±2,90
4. Электрическая мощность						
4.1	Активная мощность генератора, МВт	195,98	253,63	241,97	±1,93	±0,80

Таблица 4.6. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели изменения состояния проточной части паровой турбины

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	664,55 (184,60)	900,86 (250,24)	857,86 (238,29)	±11,55 (±3,21)	±1,35
2. Пар						
2.1	Давление пара в камере регулирующей ступени (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	132,20 (12,96)	171,59 (16,83)	164,76 (16,16)	±1,65 (±0,16)	±1,00
2.2	Давление пара за шестой ступенью (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	75,62 (7,42)	98,42 (9,65)	94,48 (9,27)	±1,06 (±0,10)	±1,12
2.3	Давление пара в линии холодного ПП (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	30,67 (3,01)	38,80 (3,80)	37,46 (3,67)	±0,41 (±0,04)	±1,09
2.4	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	46,75 (4,58)	63,63 (6,24)	57,86 (5,67)	±0,64 (0,06)	±1,11
2.5	Давление пара в камере III отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	19,03 (1,87)	24,17 (2,37)	22,37 (2,19)	±0,25 (±0,025)	±1,12
2.6	Давление пара в камере IV отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	12,28 (1,20)	15,77 (1,55)	14,83 (1,45)	±0,17 (±0,017)	±1,17

Таблица 4.7. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-входных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Расход питательной воды на котел, т/ч (кг/с)	664,55 (184,60)	900,86 (250,24)	857,86 (238,29)	±11,55 (±3,21)	±1,35
1.2	Давление воды на напоре питательного турбонасоса (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	305,50 (29,96)	307,24 (30,13)	306,36 (30,04)	±6,60 (±0,65)	±2,15
1.3	Температура питательной воды за ПВД-7, °С	219,82	230,52	228,93	±1,59	±0,69
2. Пар						
2.1	Температура пара в камере I отбора, °С	309,80	342,45	328,2	±2,21	±0,67
2.2	Давление пара в камере I отбора (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	46,75 (4,58)	63,63 (6,24)	57,86 (5,67)	±0,64 (0,06)	±1,06
2.3	Давление пара перед ПВД-8, (абсолютное), кгс/см ² (МПа)	45,02 (4,41)	61,27 (6,01)	56,45 (5,54)	±0,65 (±0,06)	±1,15

Таблица 4.8. Итог обработки результатов измерений технологических параметров, используемых в качестве информационно-выходных параметров математической модели регенеративного подогревателя

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
1. Вода						
1.1	Температура питательной воды за ПВД-8, °С	246,61	258,79	256,49	±1,74	±0,68

№ п/п	Измеряемый технологический параметр, единица измерения	Минимальное значение параметра	Максимальное значения параметра	Среднее значение параметра	Доверительная граница погрешности	Относительная погрешность измерения, %
2. Конденсат						
2.1	Температура конденсата греющего пара из ПВД-8, °С	227,03	239,46	233,6	±1,63	±0,70

4.1.2. Модуль диагностики состояния проточной части паровой турбины

В рамках реализации разработанного алгоритма диагностики технического состояния проточной части паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ была рассмотрена следующая расчетная тепловая схема (рисунок 4.2), согласно которой разработана модель в соответствии с математическим описанием, представленным в главе 2 диссертации.

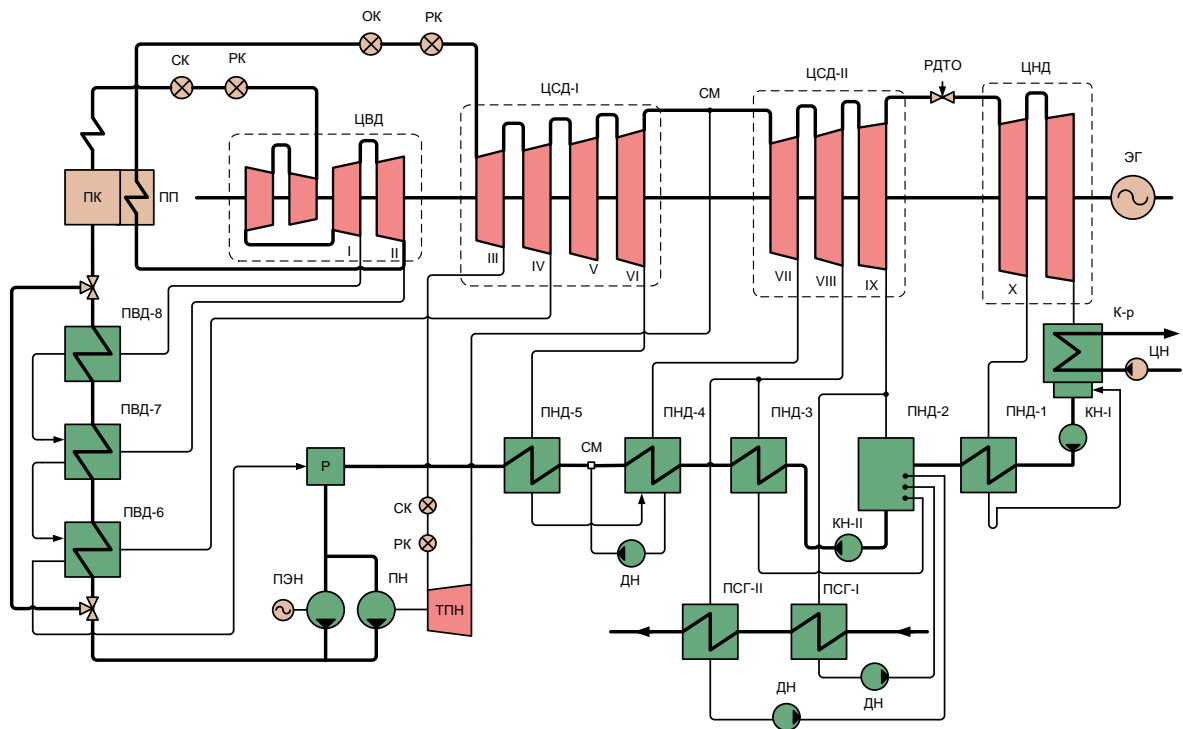


Рисунок 4.2. Расчетная тепловая схема теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ: ПК – паровой котел; РДТО – регулятор давления пара теплофикационного отбора. Прочие обозначения приведены в тексте

Значения параметров теплоносителя, использованные в качестве исходных данных при проведении численного моделирования паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ, указаны в таблице 4.9.

Параметры по системе регенерации паровой турбины, питательной установке, а также конструктивные параметры, которые не были получены из программно-технического комплекса АСУ ТП, принимаются в соответствии со специальной технической литературой [184].

Таблица 4.9. Исходные данные для численного моделирования теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Потеря давления Δp в, %	
	органах паровпуска ЦВД	5
	органах паровпуска ЦСД-I	5
	органах паровпуска ТПН	3
	перепускных паропроводах между ЦСД-II и ЦНД	2
2	Относительный внутренний КПД ТПН $\eta_{oi}^{ТПН}$	0,860
3	Механический КПД питательного насоса $\eta_m^{ПН}$	0,850
4	Механический КПД ТПН $\eta_m^{ТПН}$	0,980
5	Недогрев воды до температуры насыщения греющего пара δt в, °С: ПНД-4, ПНД-3 и ПНД-1	3
6	Гидравлическое сопротивление трубной системы $\Delta p_{т.с}$ в, МПа:	
	ПВД-8, ПВД-7 и ПВД-6 ПНД-5, ПНД-4, ПНД-3 и ПНД-1	0,14 0,05
7	Низшая теплота сгорания топлива Q_n^p , кДж/кг	29308
8	КПД парового котла (брутто) $\eta_{пк}$	0,985
9	Механический КПД η_m	0,970
10	КПД электрогенератора $\eta_{э.г}$	0,988

Для параметрической идентификации математической модели паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ были использованы результаты измерений технологических параметров, содержащиеся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, за период с 17.10. по 25.10.2007 г., за который было найдено 452 временных интервалов длиной 40 мин. (длина сдвига каждого временного интервала равна

20 мин.). В свою очередь, данные с 26.10 по 29.10.2007 г. (60 временных интервалов) использованы для верификации математической модели.

В рамках проверки адекватности разработанной математической модели паровой турбины типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ проведенный количественный анализ полученных данных позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 224,28 до 247,26 МВт позволяет рассчитать давление пара в камере регулирующей ступени, за шестой ступенью и в камерах отборов турбины с максимальной относительной погрешностью результатов расчета, выполненного по модели, равной 0,9 %.

На рисунках 4.3 – 4.5 выполнено сопоставление расчетных и экспериментальных значений эксплуатационных технологических параметров теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ.

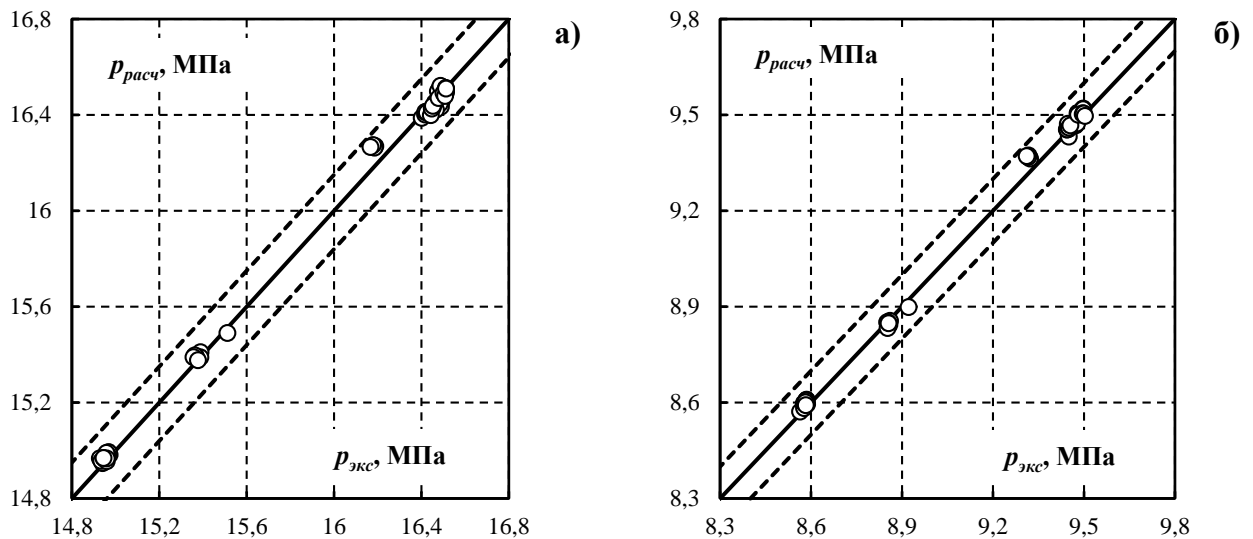


Рисунок 4.3. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере регулирующей ступени; б) – давление пара в поворотной камере ЦВД турбины. Точки – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели. Сплошная линия – совпадение расчетных и экспериментальных значений. Штриховые линии – границы 95 % доверительного интервала, обусловленного погрешностью измерений. Прочие обозначения приведены в тексте

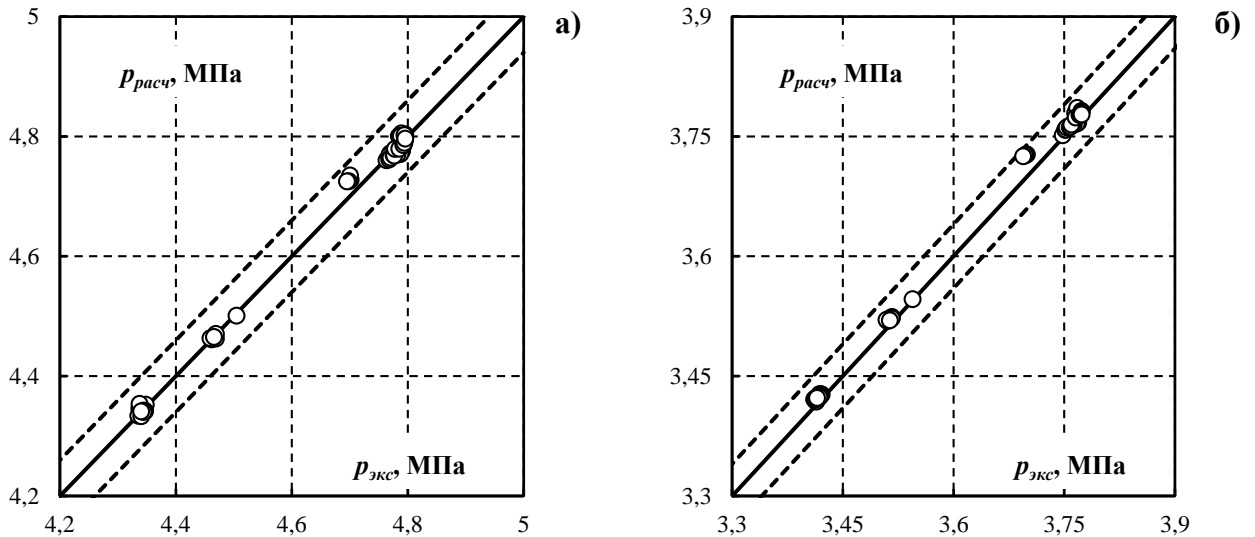


Рисунок 4.4. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере I отбора турбины; б) – давление пара в камере II отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.3

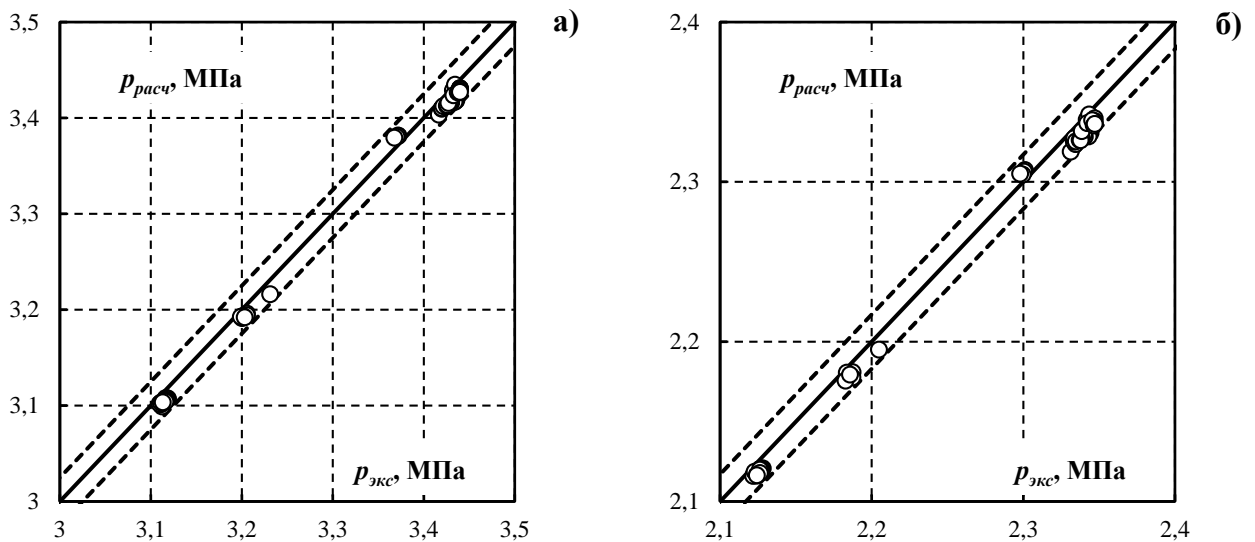


Рисунок 4.5. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – давление пара в камере III отбора турбины; б) – давление пара в камере IV отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.3

Таким образом, математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины считается адекватной, так как она позволяет рассчитать давление пара в камере регулирующей ступени, за шестой ступенью ЦВД, в камерах I, II, III и IV отборов турбины в пределах величины погрешности при уровне доверительной вероятности 95 %.

Для проверки работоспособности алгоритма диагностики технического состояния проточной части паровой турбины, реализованного в виде отдельного программного модуля, проведен численный эксперимент. На рисунках 4.6 – 4.11 представлены результаты данного эксперимента.

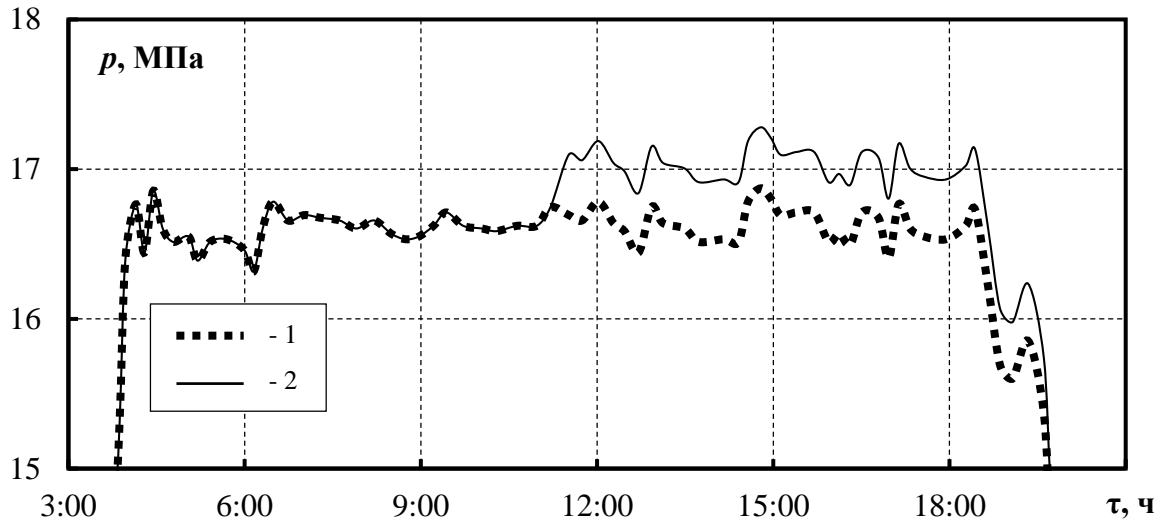


Рисунок 4.6. Изменение давления пара в камере регулирующей ступени турбины. Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели: 1 – без тестового модельного возмущения; 2 – с тестовым модельным возмущением

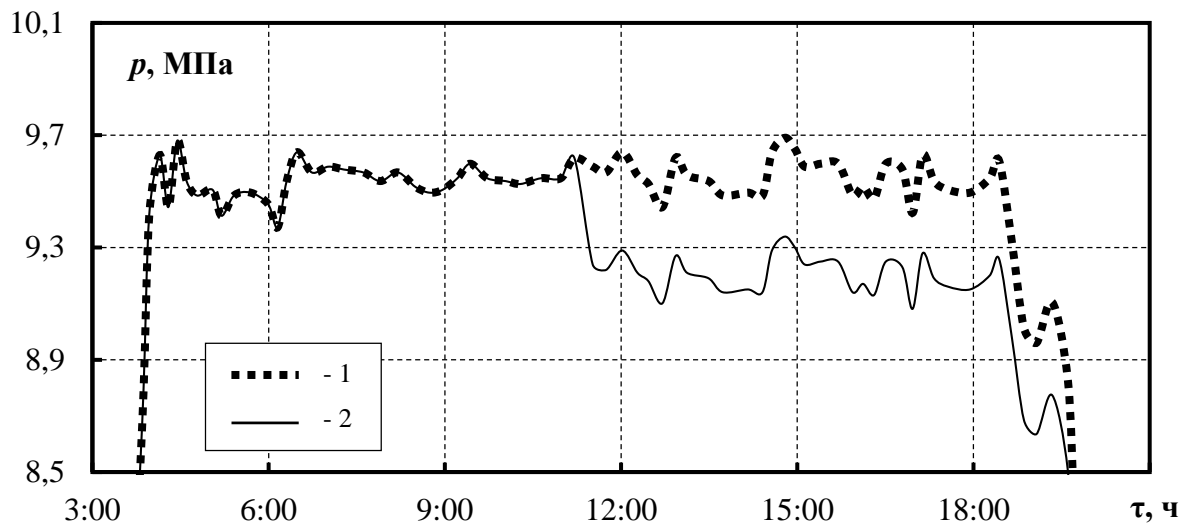


Рисунок 4.7. Изменение давления пара в поворотной камере ЦВД турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

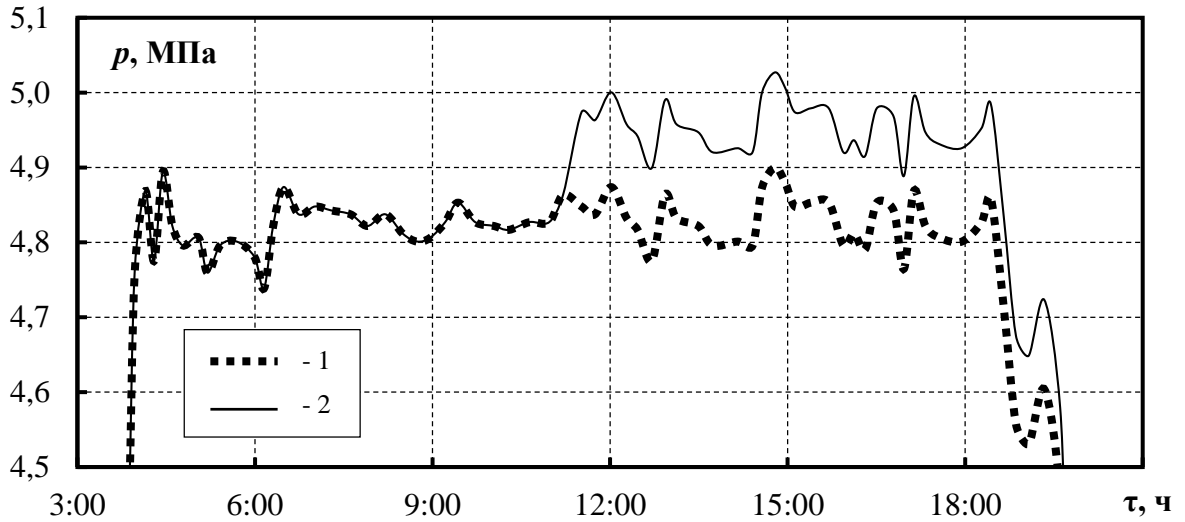


Рисунок 4.8. Изменение давления пара в камере I отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

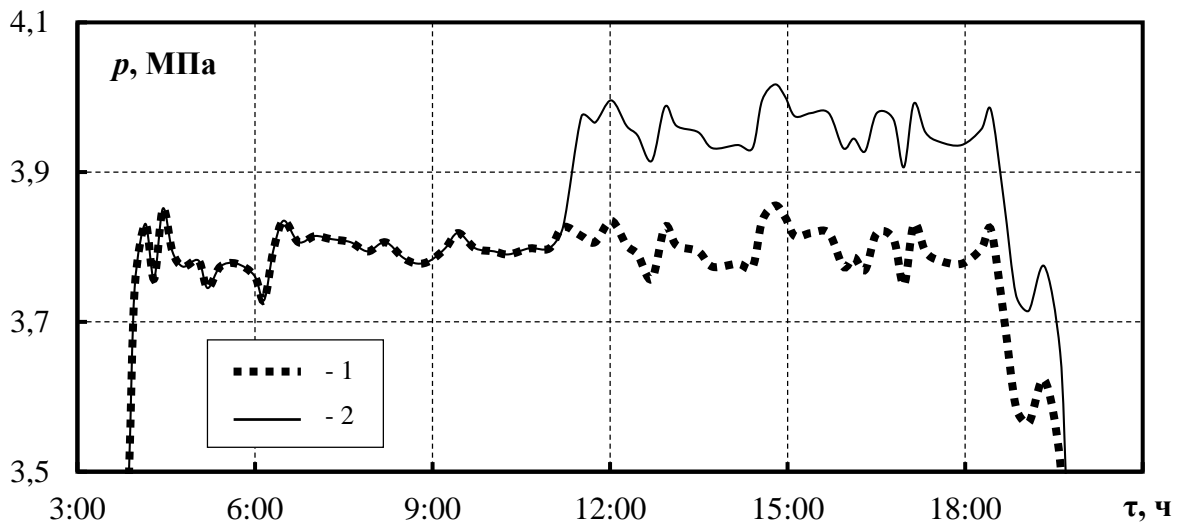


Рисунок 4.9. Изменение давления пара в камере II отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

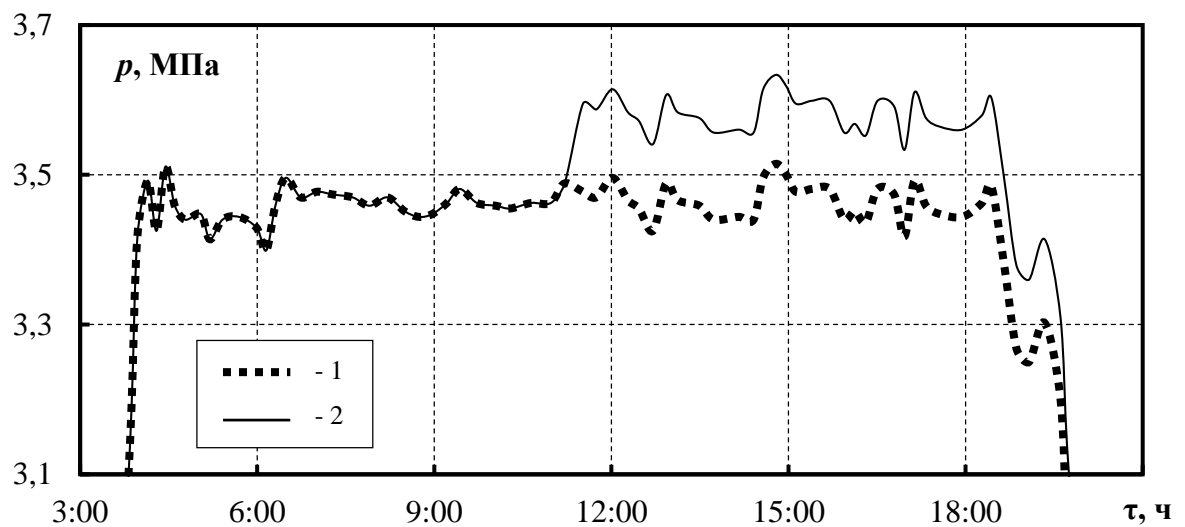


Рисунок 4.10. Изменение давления пара в камере III отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

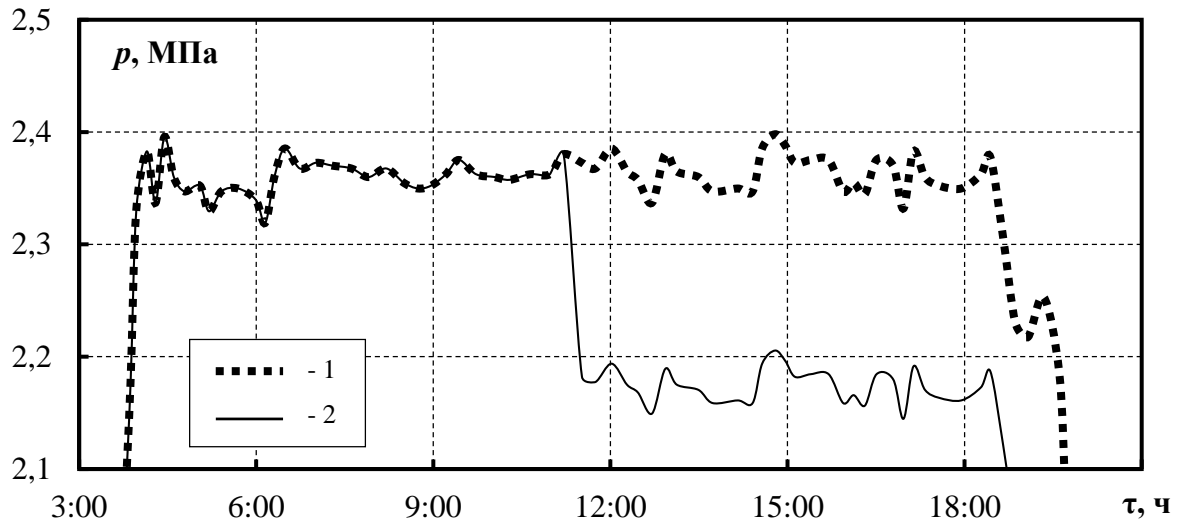


Рисунок 4.11. Изменение давления пара в камере IV отбора турбины. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

В момент времени 11⁰⁰ 30.10.2007 г. вносятся следующие тестовые модельные возмущения:

- уменьшение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека от камеры регулирующей ступени до шестой ступени ЦВД включительно ($\varphi_1 = 0,95$);
- увеличение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека от седьмой ступени ЦВД (включительно) до камеры I отбора ($\varphi_2 = 1,06$);
- неизменность относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека между камерами I и II отборов ($\varphi_3 = 1,00$);
- уменьшение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека между входом в ЦСД-I и камерой III отбора ($\varphi_4 = 0,90$);
- увеличение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсеков между камерами III и IV отборов ($\varphi_5 = 1,10$) и между камерами IV и V отборов ($\varphi_6 = 1,07$).

Для двух моментов времени в ходе решения задачи минимизации целевой функции, представленной в главе 2 диссертационной работы, при условии следую-

шего распределения давления пара в характерных точках контроля в камерах отборов паровой турбины $\{P_{p.ст}^{ЭКС}; P_{за\ б-й\ ст.}^{ЭКС}; P_{I-отб.}^{ЭКС}; P_{II-отб.}^{ЭКС}; P_{III-отб.}^{ЭКС}; P_{IV-отб.}^{ЭКС}\}$ были определены следующие значения компонентов вектора Φ :

– в момент времени 6^{00} 30.10.2007:

$$\Phi = \{1,0029; 0,9887; 1,0103; 0,9824; 1,0115; 1,0087\};$$

– в момент времени 15^{00} 30.10.2007:

$$\Phi = \{0,9489; 1,0614; 1,0017; 0,9059; 1,1044; 1,0689\}.$$

Анализ результатов (рисунки 4.12 – 4.15) показал, что предложенный алгоритм диагностики технического состояния проточной части паровой турбины позволяет определить относительную площадь проходного сечения турбинных решеток отсеков паровой турбины с относительной погрешностью в 1,1 % и, как следствие, произвести локализацию отсека с неисправностью.

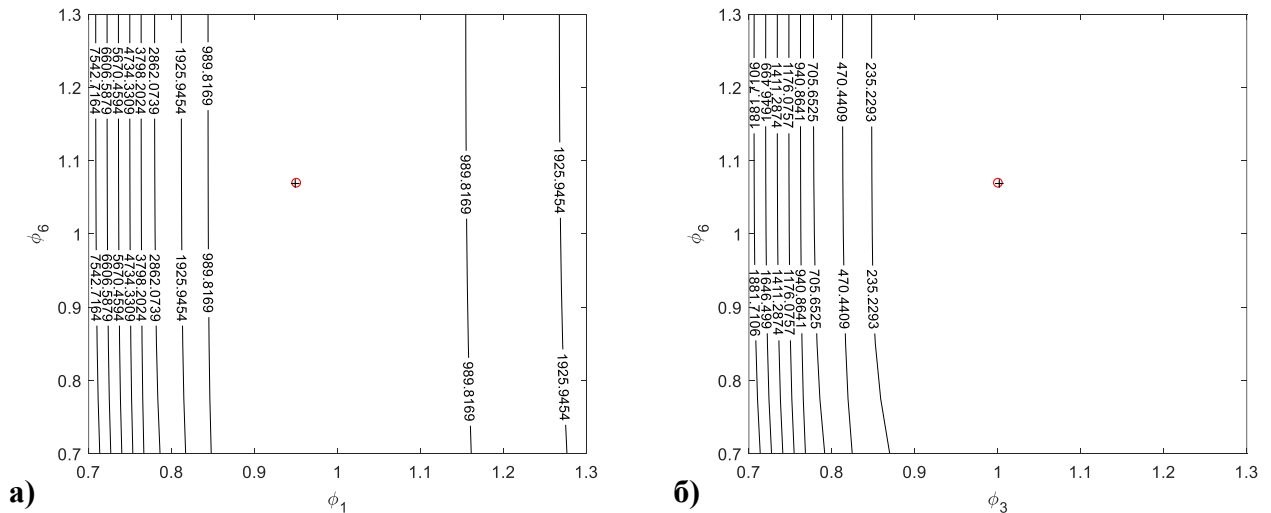


Рисунок 4.12. Результаты решения задачи диагностики проточной части паровой турбины: а) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\varphi_2 = 1,06$; $\varphi_3 = 1,00$; $\varphi_4 = 0,90$; $\varphi_5 = 1,10$. б) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\varphi_1 = 0,95$; $\varphi_2 = 1,06$; $\varphi_4 = 0,90$; $\varphi_5 = 1,10$. \circ – искомое значение. $+$ – найденное значение в результате решения оптимизационной задачи диагностики. Числа соответствуют значениям целевой функции. Прочие обозначения приведены в тексте

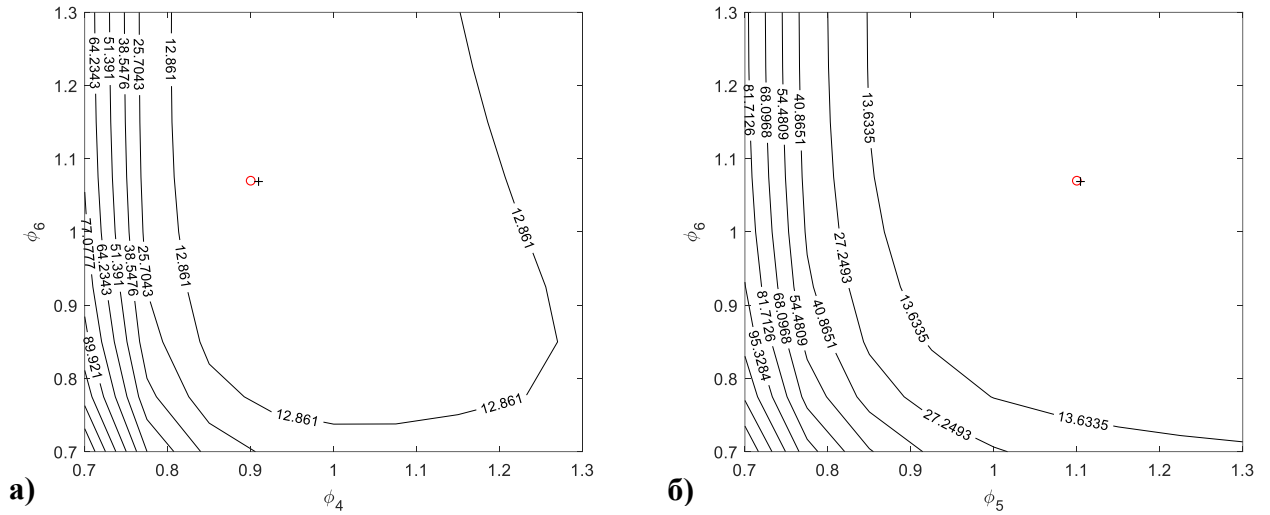


Рисунок 4.13. Результаты решения задачи диагностики проточной части паровой турбины: а) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\phi_1 = 0,95$; $\phi_2 = 1,06$; $\phi_3 = 1,00$; $\phi_5 = 1,10$. б) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\phi_1 = 0,95$; $\phi_2 = 1,06$; $\phi_3 = 1,00$; $\phi_4 = 0,90$. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.12

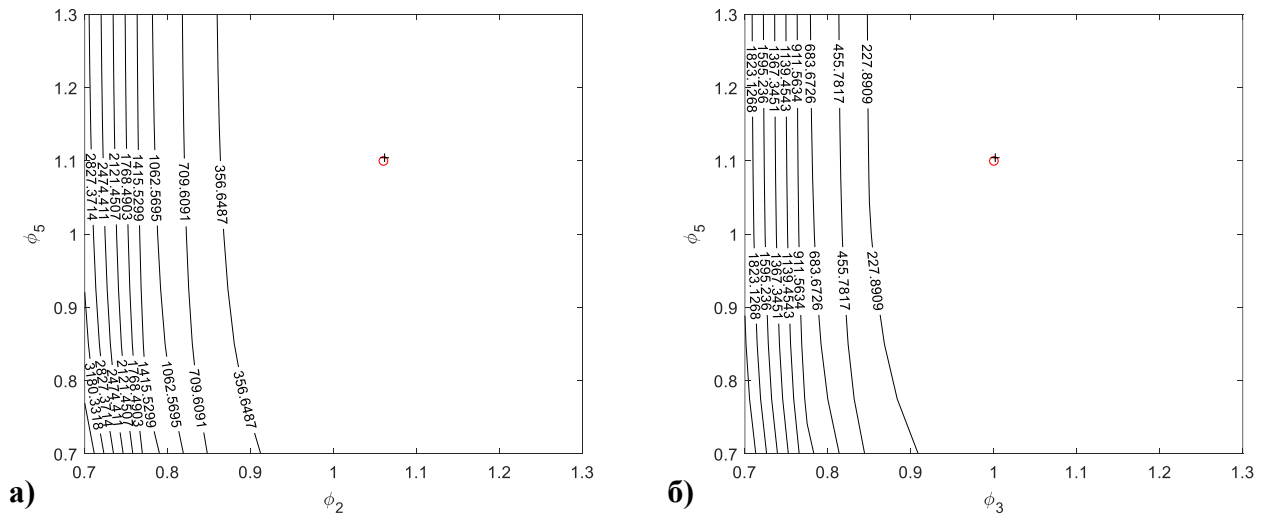


Рисунок 4.14. Результаты решения задачи диагностики проточной части паровой турбины: а) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\phi_1 = 0,95$; $\phi_3 = 1,00$; $\phi_4 = 0,90$; $\phi_6 = 1,07$. б) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\phi_1 = 0,95$; $\phi_2 = 1,06$; $\phi_4 = 0,90$; $\phi_6 = 1,07$. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.12

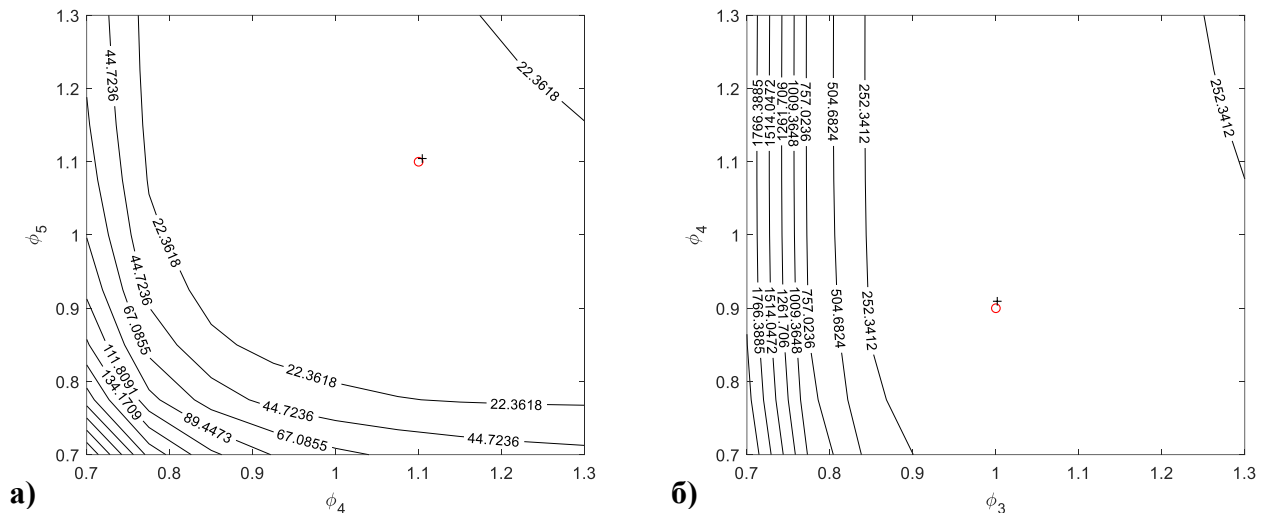


Рисунок 4.15. Результаты решения задачи диагностики проточной части паровой турбины: а) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\Phi_1 = 0,95$; $\Phi_2 = 1,06$; $\Phi_3 = 1,00$; $\Phi_6 = 1,07$. б) – $f(\Phi) = \text{const}$ при $\Phi_1 = 0,95$; $\Phi_2 = 1,06$; $\Phi_5 = 1,10$; $\Phi_6 = 1,07$. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.12

4.1.3. Модуль диагностики состояния регенеративного подогревателя

В рамках разработки математической модели был рассмотрен последний по ходу питательной воды регенеративный подогреватель типа ПВ-900-380-66. Схема движения питательной воды в трубной системе, принципиальная схема подогревателя и его расчетная схема с указанием направления оси определяющей координаты процесса F представлены в главе 2 диссертационной работы.

Значения параметров теплоносителей, использованные в качестве исходных данных при проведении численного моделирования на примере подогревателя типа ПВ-900-380-66, указаны в таблице 4.10.

Таблица 4.10. Исходные данные для численного моделирования регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1	Площадь поверхности теплообмена F , м ² :	
	общая	980
	охладителя дренажа	75
	охладителя пара	101
2	Гидравлическое сопротивление трубной системы Δp , МПа	0,14
3	Диаметр трубы d , м:	
	наружный	0,032
	внутренний	0,024

Окончание таблицы 4.10

№ п/п	Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
4	Материал стенки	Сталь 20
5	Доля расхода питательной воды α на: охладитель дренажа охладитель пара	0,15 0,18
6	Коэффициент теплопередачи K^1 , Вт/(м ² ·К): охладитель дренажа собственно подогреватель охладитель пара	1873,2 2927,5 1294,7

Примечание: ¹⁾Коэффициент теплопередачи определяется в соответствии с РТМ 108.271.23-84 [158]

Для параметрической идентификации и верификации математической модели регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 были использованы результаты измерений технологических параметров, содержащиеся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, за период с 17.10. по 25.10.2007 г. (452 временных интервалов) и за период с 26.10 по 29.10.2007 г. (60 временных интервалов) соответственно.

В рамках проверки адекватности разработанной математической модели регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66 проведенный количественный анализ позволяет заключить, что математическая модель во всем рассматриваемом диапазоне изменения расхода питательной воды на котел от 216,80 до 242,95 кг/с обеспечивает расчет значения температуры питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из подогревателя с относительной погрешностью, равной 0,4 и 0,3 % соответственно. Погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,2 %.

На рисунке 4.16 выполнено сопоставление расчетных и экспериментальных значений эксплуатационных технологических параметров теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-250/305-240-ДБ УТЗ.

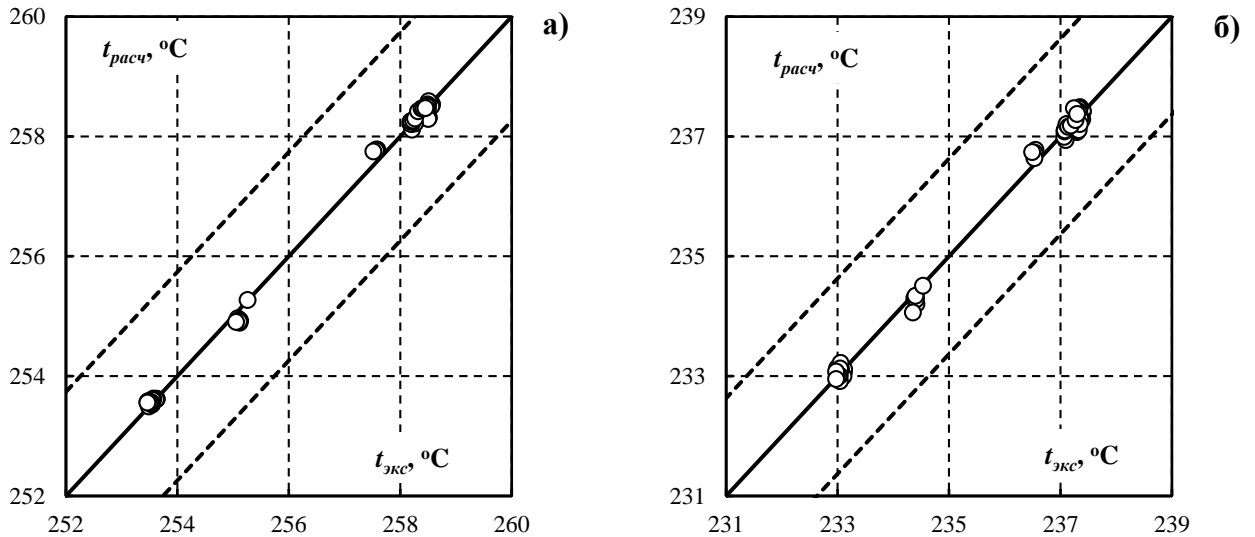


Рисунок 4.16. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений: а) – температура питательной воды на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя; б) – температура конденсата греющего пара на выходе из последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.3

Таким образом, математическая модель регенеративного подогревателя является адекватной, так как она позволяет рассчитать температуру питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из подогревателя в пределах величины погрешности при уровне доверительной вероятности 95 %.

Для проверки работоспособности алгоритма диагностики технического состояния регенеративного подогревателя, реализованного в виде отдельного программного модуля, проведен численный эксперимент.

Суть проверки применимости разработанных моделей заключается в определении заранее известных тестовых модельных возмущений в ходе решения обратной задачи диагностики путем минимизации целевой функции. Рассматриваются два тестовых модельных возмущения, которым соответствуют уменьшение коэффициента теплопередачи собственно подогревателя на 25 % относительно исходного состояния – $K_1 = 1873,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $K_2 = 2927,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $K_3 = 1294,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, а также уменьшение значения расхода питательной воды через весь регенеративный подогреватель и охладитель пара на 35 и 25 % относительно исходного состояния – $G_1 = 31,2 \text{ кг}/\text{с}$; $G_2 = 229,3 \text{ кг}/\text{с}$; $G_3 = 52,1 \text{ кг}/\text{с}$. В момент времени 11⁰⁰ 30.10.2007 г. вносятся тестовые модельные возмущения.

На рисунке 4.17 представлены результаты численного эксперимента.

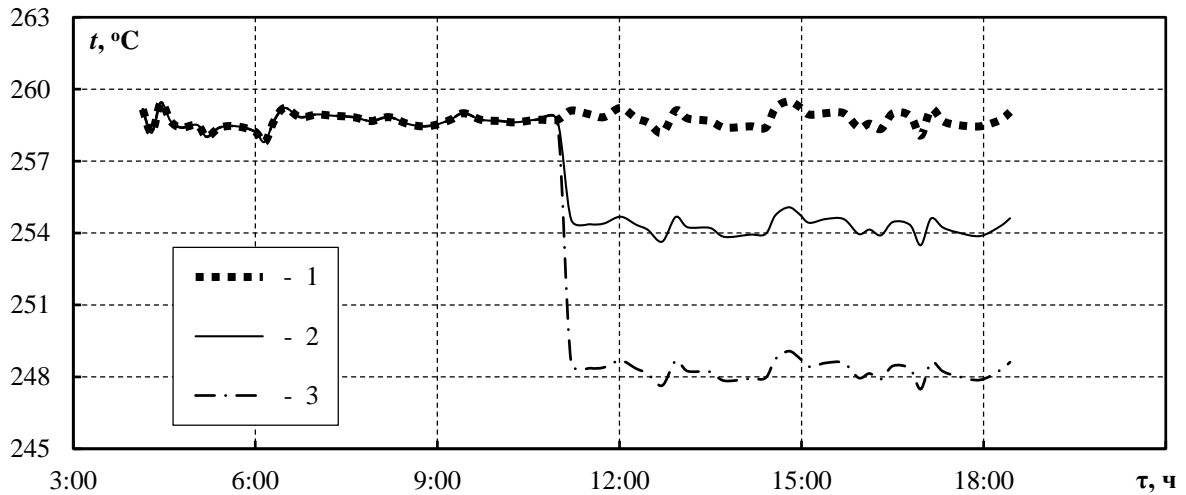


Рисунок 4.17. Изменения температуры питательной воды за последним по ходу питательной воды регенеративным подогревателем. Линии – результаты расчета, выполненного с помощью математической модели: 1 – базовый режим (без тестового модельного возмущения); 2 – режим с тестовым модельным возмущением (загрязнение поверхностей нагрева) – $K_1=1873,2$ Вт/(м²·К), $K_2=2195,6$ Вт/(м²·К), $K_3=1294,7$ Вт/(м²·К); 3 – режим с тестовым модельным возмущением (неисправность диафрагмы и дроссельной шайбы) – $G_1=20,3$ кг/с, $G_2=148,9$ кг/с, $G_3=25,4$ кг/с. Пределы величины погрешности определены для доверительной вероятности, равной 95 %

Для двух моментов времени в ходе решения задачи минимизации целевой функции, представленной в главе 2 диссертационной работы, при условии следующего распределения температур в характерных точках контроля теплоносителя в последнем по ходу питательной воды регенеративным подогревателем $\{t_{п.в}^{экс}; t_{к.г.п}^{экс}\}$

были определены следующие значения компонентов векторов **K** и **G**:

– в момент времени 6⁰⁰ 30.10.2007:

$$\mathbf{K} = \{1879,2; 2935,1; 1267,9\}; \mathbf{G} = \{32,1; 228,9; 52,5\};$$

– в момент времени 15⁰⁰ 30.10.2007:

$$\mathbf{K} = \{1865,9; 2199,3; 1290,7\}; \mathbf{G} = \{20,8; 147,5; 25,1\}.$$

На рисунках 4.18 и 4.19 представлены результаты решения задачи диагностики подогревателя в виде изолиний целевой функции оптимизации. Расхождение между искомым значением и найденным в результате решения оптимизационной задачи диагностики не превышает 1 %.

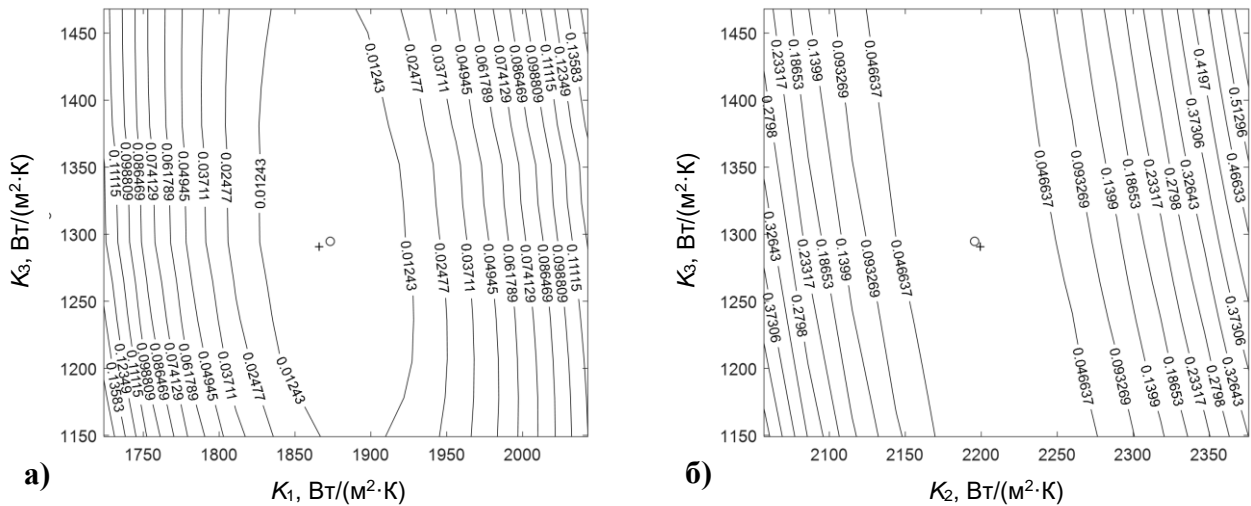


Рисунок 4.18. Результаты решения задачи диагностики подогревателя: а) $f(\mathbf{K}) = \text{const}$ при $K_2 = 2195,6 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; б) $f(\mathbf{K}) = \text{const}$ при $K_1 = 1873,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.12

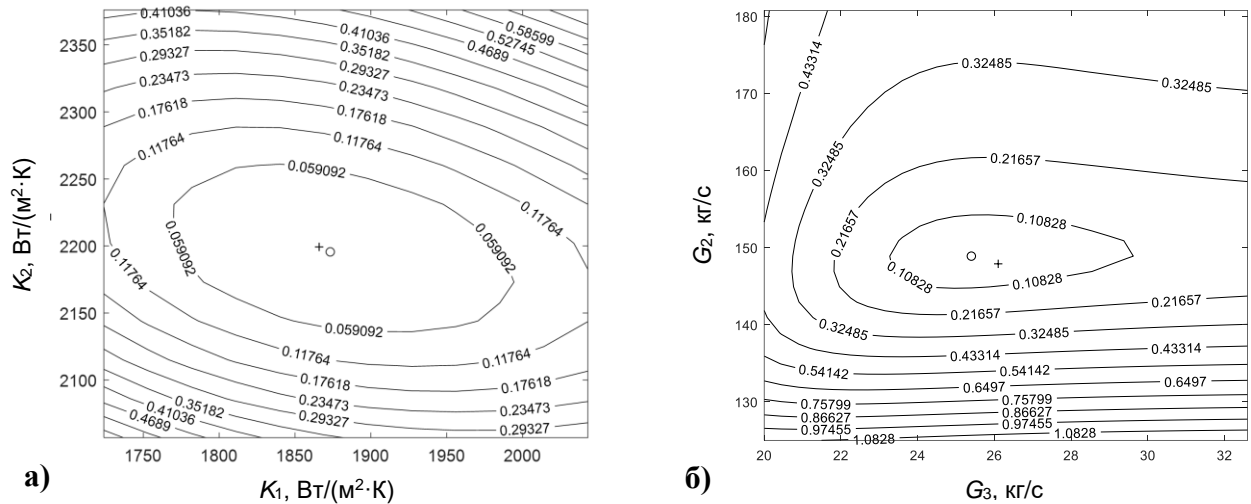


Рисунок 4.19. Результаты решения задачи диагностики подогревателя: а) $f(\mathbf{K}) = \text{const}$ при $K_3 = 1294,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; б) $f(\mathbf{G}) = \text{const}$ при $G_1 = 20,3 \text{ кг}/\text{с}$. Прочие обозначения соответствуют рисунку 4.12

4.1.4. Программный комплекс мониторинга и технического диагностирования энергетического оборудования

На примере основного и вспомогательного оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ, входящей в состав действующего генерирующего оборудования Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.), и теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ, входящей в состав действующего генерирующего оборудования ТЭЦ ВАЗа

(г. Тольятти Самарской обл.), были разработаны программные комплексы, сочетающие в себе вышеуказанные модули, что подтверждено соответствующими документами (см. Приложение 2).

Для удобства взаимодействия на практике с разработанными математическими моделями и алгоритмами, реализованными в виде m-файла и скомпилированными в отдельные dll-библиотеки, на языке программирования C# создан программный комплекс. Программный комплекс предназначен для технического диагностирования основного и вспомогательного оборудования ПТУ и может быть использован обслуживающим персоналом электростанции для оценки технического состояния энергетического оборудования и своевременной локализации и идентификации неисправностей (дефектов).

На данном этапе разработки программного комплекса с целью обработки массивов значений эксплуатационных технологических параметров, содержащихся в программно-техническом комплексе АСУ ТП, предусмотрена возможность загрузки и выгрузки информации в файлы формата .xlsx и .xls. В свою очередь, массивы значений эксплуатационных технологических параметров, полученных от штатных контрольно-измерительных приборов, представляются в виде таблицы Microsoft Excel (рисунок 4.20).

Время	Давление на напоре ПТН (кгс/см ²)	Давление острого пара за котлом "н.А" (кгс/см ²)	Давление острого пара за котлом "н.Б" (кгс/см ²)	Давление пара в камере регулирующей ступени (кгс/см ²)	Расход питательной воды на котел "н.А" (т/ч)	Расход питательной воды на котел "н.Б" (т/ч)	Расход острого пара за котлом "н.А" (т/ч)	Расход острого пара за котлом "н.Б" (т/ч)	Давление пара в линии горячего промежуточного перегрева за котлом "н.А" (кгс/см ²)	Давление пара в линии горячего промежуточного перегрева за котлом "н.Б" (кгс/см ²)	Активная мощность генератора (МВт)	Давление в деаэраторе (кгс/см ²)
11:00:00	304,50	246,20	243,00	150,80	426,60	403,00	465,52	442,75	32,80	32,80	283,90	6,80
11:05:00	304,00	243,70	241,20	144,90	390,60	381,50	437,38	416,63	31,80	31,80	274,20	6,80
11:10:00	298,30	242,90	240,40	137,30	370,10	356,30	423,46	400,27	30,00	30,00	261,90	6,60
11:15:00	289,70	237,40	234,80	129,70	332,80	322,00	403,93	382,81	28,30	28,30	248,80	6,40
11:20:00	277,40	225,10	222,60	124,60	314,20	301,70	399,23	372,74	26,90	26,90	235,90	6,10
11:25:00	265,20	212,50	210,20	117,80	297,00	290,50	386,41	370,06	25,30	25,40	223,70	5,80
11:30:00	253,10	200,20	198,00	110,20	278,60	266,20	381,23	349,67	23,90	24,00	210,40	5,60
11:35:00	243,60	188,10	185,70	104,30	253,30	254,50	369,69	339,90	22,40	22,50	198,60	5,30
11:40:00	228,70	175,50	173,60	99,20	238,30	226,60	356,02	334,59	21,00	21,10	186,40	5,00
11:45:00	223,70	162,40	159,80	91,60	227,10	210,50	351,62	325,50	19,40	19,50	173,70	4,70
11:50:00	206,90	150,90	149,10	84,00	197,40	184,60	338,13	298,52	17,80	17,90	160,60	4,30
11:55:00	194,70	138,30	136,90	76,40	176,50	165,50	320,50	282,04	16,20	16,30	146,10	4,00
12:00:00	188,60	126,10	124,80	69,70	161,90	144,20	303,10	271,42	14,60	14,60	133,40	3,70

Рисунок 4.20. Фрагмент таблицы массива значений эксплуатационных технологических параметров

Здесь каждая строка таблицы является одним наблюдением (временной срез по всем параметрам), включающим в себя численные значения по всем рассматриваемым технологическим параметрам.

Для расчета термодинамических свойств воды и водяного пара в математических моделях изменения состояния проточной части паровой турбины и регенеративного подогревателя использованы уравнения из формуляции IF-97 [167], применяющиеся для промышленных расчетов.

На примере программного комплекса мониторинга и технического диагностирования энергетического оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ (Костромская ГРЭС) (*Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2024662938 от 3 июня 2024 г.*) рассмотрим его основные особенности и функциональные возможности.

На рисунке 4.21 продемонстрирована начальная экранная форма.

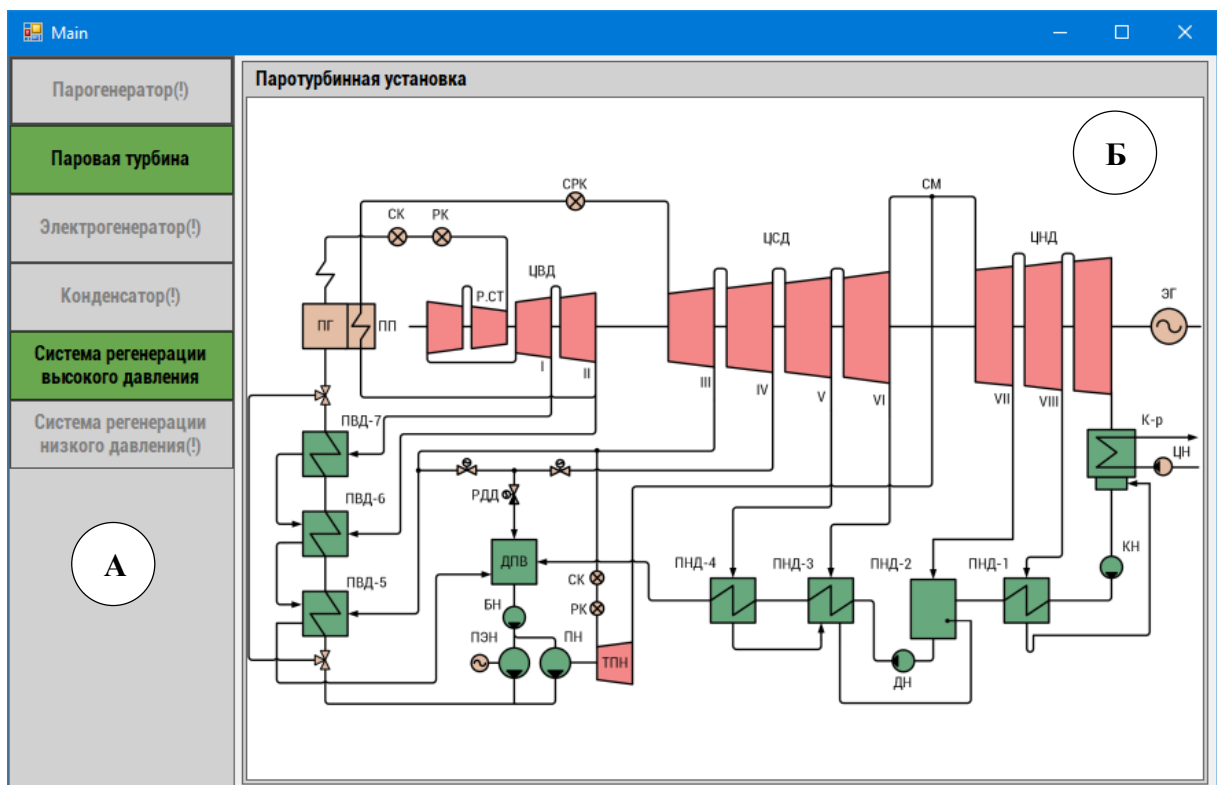


Рисунок 4.21. Экранная форма программного комплекса по расчету и анализу технического состояния основного и вспомогательного оборудования на примере конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ (Костромская ГРЭС). Прочие обозначения приведены в тексте

Левая область (А) содержит кнопки, которые позволяют произвести выбор исполнительных модулей. На данном этапе разработки реализована диагностика технического состояния паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ и последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66. Правая область (Б) содержит рисунок принципиальной тепловой схемы паровой турбины. Для дальнейшего взаимодействия с программой необходимо выбрать любой активный модуль.

Рассмотрим работу с программным комплексом на примере модуля «Паровая турбина» в виде следующего алгоритма:

1. Для начала работы с модулем необходимо выбрать «Загрузка БД» и выполнить процесс загрузки базы данных (рисунок 4.21), завершение которого можно контролировать по двум индикаторам выполнения процесса в левой части рабочего окна.

2. Затем необходимо выбрать «Тренды», чтобы просмотреть тренды технологических параметров за выбранный интервал времени (рисунок 4.22).

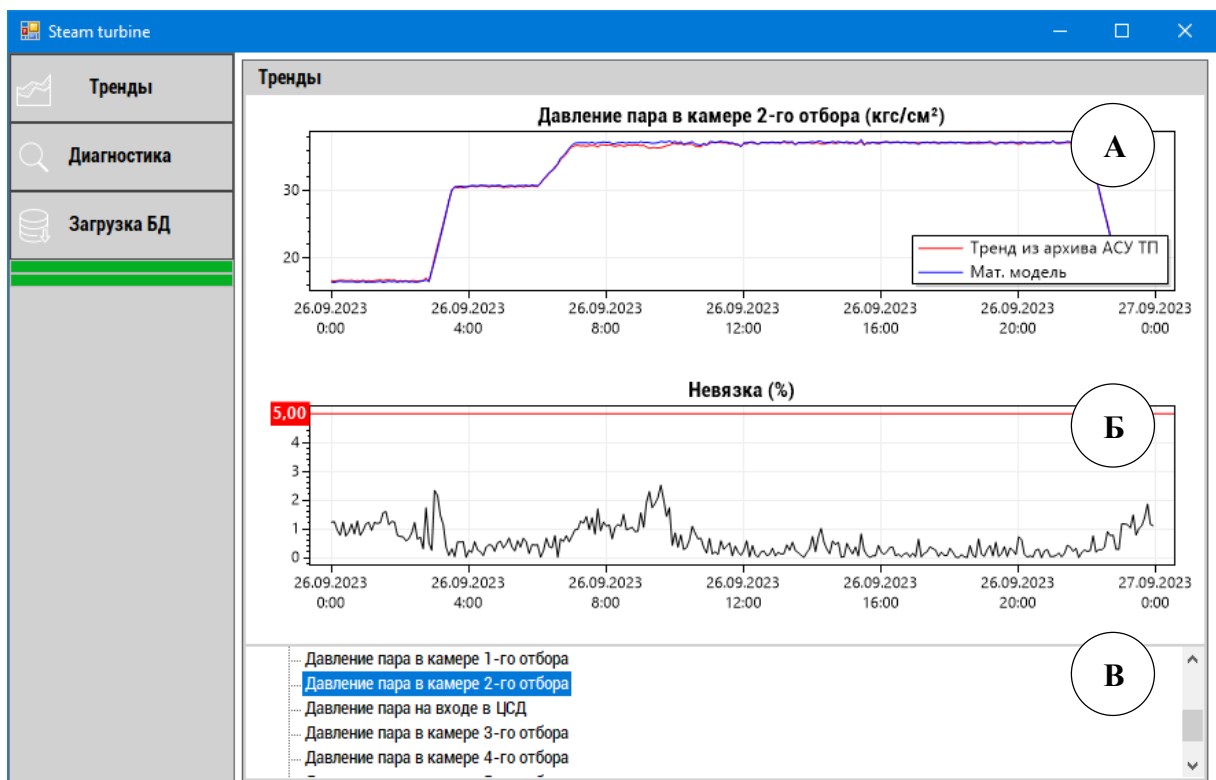


Рисунок 4.22. Экранная форма программного комплекса по расчету давления пара по проточной части на примере паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ (Костромская ГРЭС). Прочие обозначения приведены в тексте

Здесь (А) пользователь может сравнить тренд конкретного технологического параметра из АСУ ТП с ожидаемым результатом, полученным на основе математической модели проточной части паровой турбины. Кроме того, есть возможность проследить за относительным отклонением между реальными данными, полученными от штатных датчиков, и ожидаемым результатом, полученным на основе математической модели (Б). Выбор соответствующего технологического параметра осуществляется в области (В).

3. Кроме просмотра трендов технологических параметров пользователю предоставляется возможность просмотреть результаты диагностики технического состояния оборудования (рисунок 4.23).



Рисунок 4.23. Экранная форма программного комплекса по анализу технического состояния на примере проточной части паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ (Костромская ГРЭС). Прочие обозначения приведены в тексте

Чтобы просмотреть результаты процесса диагностики проточной части паровой турбины, необходимо выбрать «*Диагностика*». Здесь пользователь может сравнить результаты найденных режимов в ходе анализа технологических параметров из АСУ ТП с ожидаемым результатом, полученным на основе математической модели (А). Кроме того, пользователю предоставляется возможность проследить за изменением индекса текущего технического состояния проточной части отсеков паровой турбины (Б). Выбор соответствующего отсека паровой турбины осуществляется в области (В).

Для проточной части паровой турбины под индексом текущего технического состояния понимается относительная площадь проходного сечения турбинных решеток отсека. В рамках определения технического состояния проточной части паровой турбины в качестве диагностического (контролируемого) параметра выступает давление пара в камере регулирующей ступени и в камерах отборов паровой турбины. Это косвенный показатель, который характеризует техническое состояние проточной части паровой турбины. В свою очередь, диагностическим признаком неисправности [198] является расчетный комплекс, характеризующий пропускную способность отсека паровой турбины. Это показатель, который характеризует изменение технического состояния отсека паровой турбины или возникновение аномального режима работы.

4. Кроме того, пользователю предоставляется возможность просмотреть результаты диагностики в виде отдельных информационных сообщений (Г). Для этого необходимо выбрать «*Обновить*». В соответствии с требованиями [199] устанавливается следующая цветовая индикация основных состояний объекта диагностики:

- *зеленый цвет* – допустимое техническое состояние;
- *желтый цвет* – техническое состояние требует принятия мер;
- *красный цвет* – недопустимое техническое состояние.

Информационное сообщение содержит следующую информацию:

- момент времени осуществления диагностики технического состояния (например, 08:05:00 09-26-2023);

- объект диагностики (например, «Паровая турбина»);
- подсистема (например, «Проточная часть»);
- описание текущего состояния (например, «Работоспособное техническое состояние»);
- рекомендация (например, «Рекомендации отсутствуют»).

В соответствии с требованиями, установленными соответствующими стандартами [200, 201], выявление дефектов заключается в сравнении значения диагностических признаков неисправности с некоторым значением, т.е. базовым уровнем, определенным на основе данных, соответствующих заведомо исправному состоянию за длительный интервал времени [202].

На рисунке 4.24 кроме базового уровня, изображенного в виде черной линии, присутствует следующая цветовая градация уровней: *зеленая линия* – уровень уведомления; *красная линия* – уровень предупреждения.

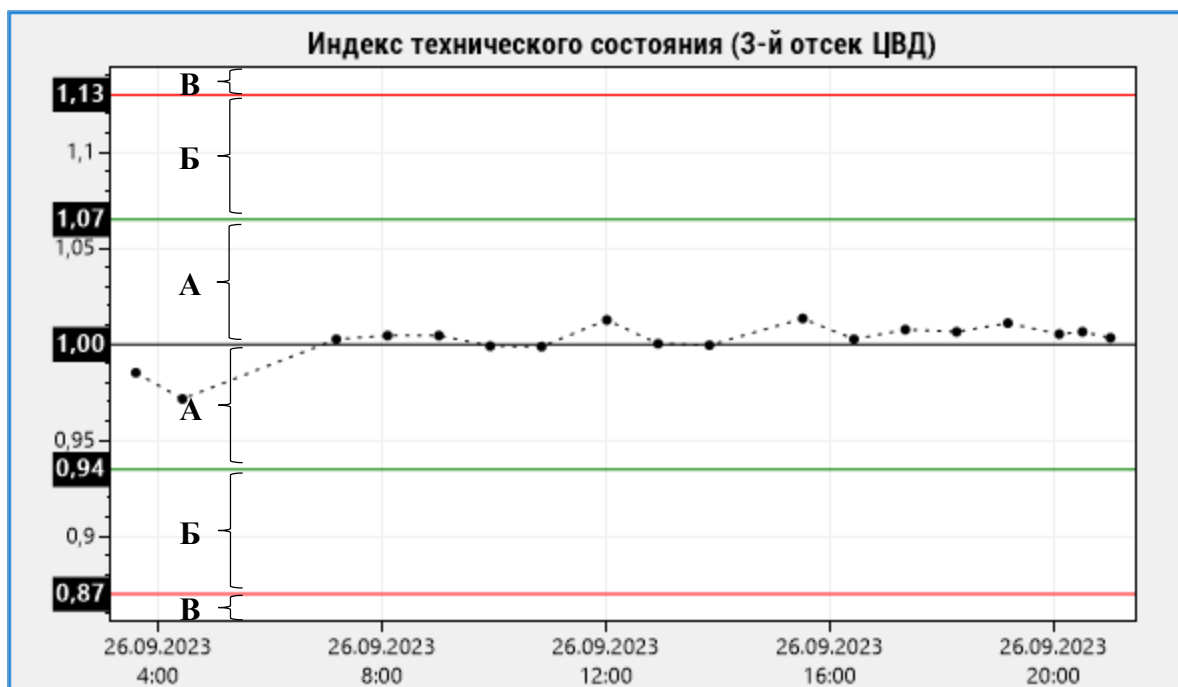


Рисунок 4.24. Карта технического состояния 3-го отсека ЦВД турбины типа К-300-240 ЛМЗ. Прочие обозначения приведены в тексте

В соответствии с вышеуказанным весь диапазон изменения индекса текущего технического состояния подразделяется на три следующие области:

- область работоспособного технического состояния (А);

- область частично работоспособного состояния (**Б**);
- область предельного технического состояния (**В**).

Модуль «*Паровая турбина*» осуществляет оценку технического состояния проточной части паровой турбины по показаниям штатных контрольно-измерительных приборов. На рисунках 4.25 и 4.26 представлены графики изменения индекса текущего технического состояния, полученные в результате численного моделирования. Суть численного моделирования заключается во внесении тестовых модульных возмущений, характеризующих постепенное увеличение (рисунок 4.25) и уменьшение (рисунок 4.26) относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека.



Рисунок 4.25. Карта технического состояния 3-го отсека ЦВД турбины типа К-300-240 ЛМЗ с учетом тестовых модельных возмущений, характеризующих увеличение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека. Прочие обозначения приведены в тексте

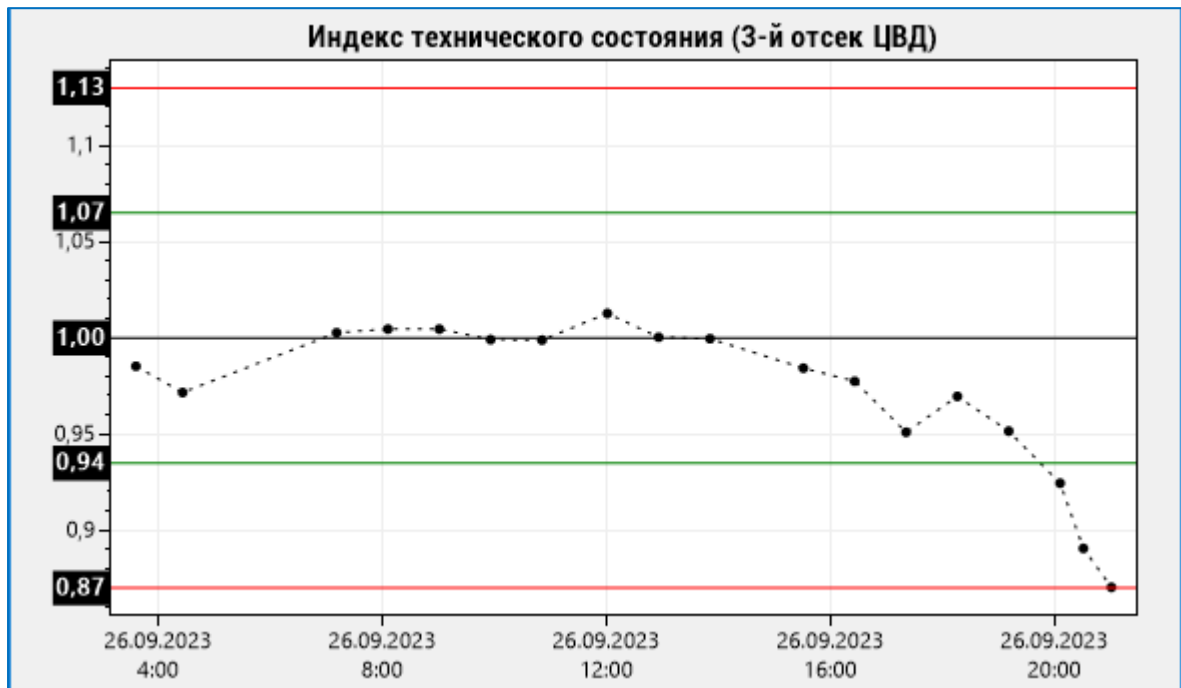


Рисунок 4.26. Карта технического состояния 3-го отсека ЦВД турбины типа К-300-240 ЛМЗ с учетом тестовых модельных возмущений, характеризующих уменьшение относительной площади проходного сечения турбинных решеток отсека. Прочие обозначения приведены в тексте

Рассмотрим работу с программным комплексом на примере модуля «Система регенерации высокого давления». Чтобы просмотреть результаты процесса диагностики, необходимо выбрать «Диагностика» (рисунок 4.27).

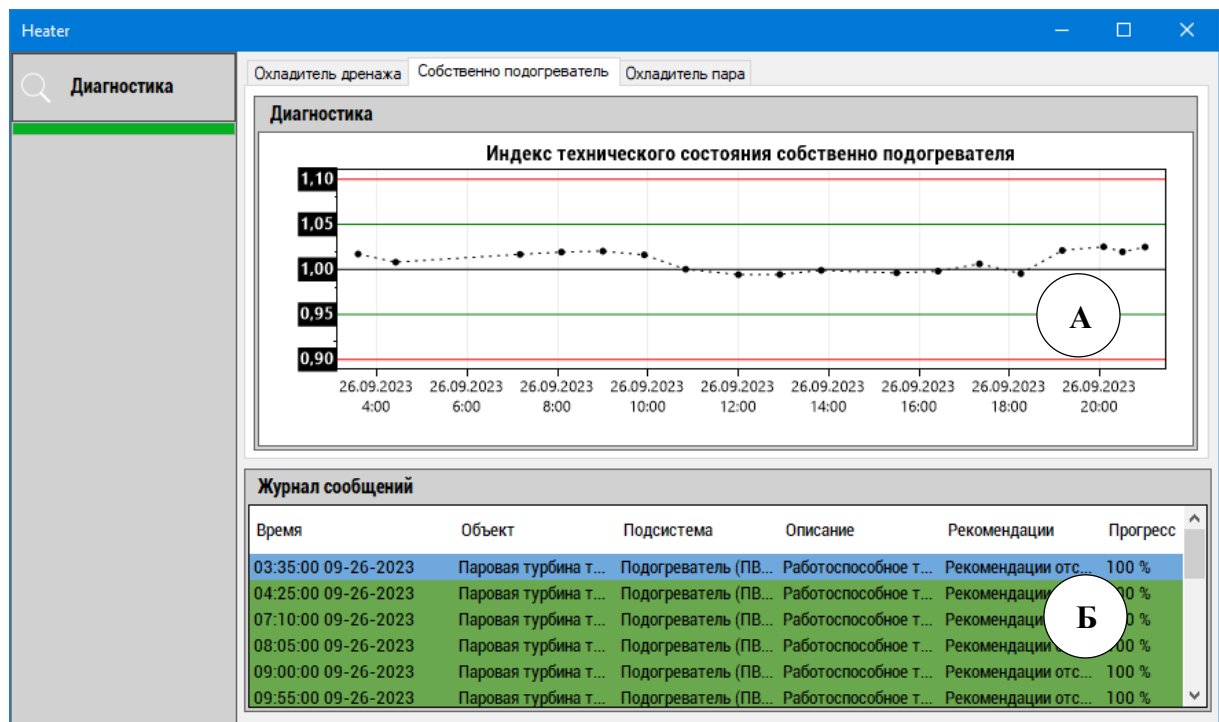


Рисунок 4.27. Экранная форма программного комплекса по анализу технического состояния на примере подогревателя типа ПВ-900-380-66 (Костромская ГРЭС). Прочие обозначения приведены в тексте

Здесь пользователю предоставляется возможность проследить за изменением индекса текущего технического состояния охладителя дренажа, собственно подогревателя и охладителя пара (А). Кроме того, пользователь может просмотреть результаты диагностики в виде отдельных информационных сообщений (Б). Для поверхностей нагрева регенеративного подогревателя под индексом текущего технического состояния понимается отношение фактического значения коэффициента теплопередачи к базовому, найденному на основе данных, соответствующих заведомо исправному состоянию при аналогичном расходе питательной воды через подогреватель, согласно с РТМ 108.271.23-84 [158]. В рамках определения технического состояния поверхностей нагрева регенеративного подогревателя в качестве диагностического (контролируемого) параметра выступает температура питательной воды (конденсата греющего пара) на выходе из подогревателя. В свою очередь, диагностическим признаком неисправности [198] является коэффициент теплопередачи соответствующей ступени подогревателя.

На рисунке 4.28 представлена контрольная карта технического состояния регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66.



Рисунок 4.28. Контрольная карта технического состояния регенеративного подогревателя типа ПВ-900-380-66. Прочие обозначения приведены в тексте

4.2. Выводы по четвертой главе

1. Предложенные математические модели и алгоритмы использованы при разработке программных комплексов и модулей, защищенных следующими свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ:

- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023662771 от 14 июня 2023 г.;*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023687166 от 12 декабря 2023 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2022682363 от 22 ноября 2022 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023662774 от 14 июня 2023 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023684423 от 15 ноября 2023 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023687167 от 12 декабря 2023 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2023618286 от 21 апреля 2023 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2022615258 от 30 марта 2022 г.*
- *Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2024662938 от 3 июня 2024 г.*

2. Разработанные программные комплексы и модули диагностики реализованы на Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.), на ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.) (*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024662938 от 3 июня 2024 г.*), а также внедрены в учебный процесс по кафедре «Тепловые электрические станции» ИГЭУ при подготовке магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» (*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022615258 от*

30 марта 2022 г.), что подтверждено соответствующими документами (см. Приложение 2.)

Материалы главы 4 опубликованы в работах [206, 208 – 216, 221, 227].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины на основе матричной формализации балансовых соотношений энергии и массы, формулы Стодолы-Флюгеля и найденной аппроксимирующей зависимости относительного внутреннего КПД паровой турбины от расхода пара, позволяющая рассчитать распределение давления по проточной части многоступенчатой паровой турбины, и продемонстрирована её адекватность. Математическая модель изменения состояния проточной части паровой турбины типа К-300-240 ЛМЗ в рассматриваемом диапазоне изменения электрической нагрузки от 152 до 300 МВт позволяет рассчитать давление пара в камере регулирующей ступени и в камерах отборов турбины с максимальной относительной погрешностью 1,1 %. Математическая модель теплофикационной турбоустановки с турбиной типа «Т» позволяет рассчитать удельный расход тепловой энергии брутто с относительной погрешностью менее 1,2 % во всем диапазоне изменения теплофикационной и электрической нагрузок.

2. Разработана матричная математическая модель регенеративного подогревателя, учитывающая структуру потоков теплоносителей и фазовый переход горячего теплоносителя, и показана её адекватность. На примере подогревателя типа ПВ-900-380-66 при расчете температуры питательной воды и конденсата греющего пара на выходе из него относительная погрешность составила менее 1 %.

3. Сформулирована и решена обратная задача диагностики технического состояния проточной части паровой турбины, разработан алгоритм мониторинга и диагностики технического состояния, позволяющий выявлять неисправности отдельных отсеков турбины по изменению давления пара в контрольных точках.

4. Сформулирована и решена обратная задача диагностики технического состояния регенеративного подогревателя, разработан алгоритм мониторинга и диагностики технического состояния, позволяющий выявлять причины снижения эффективности теплопередачи или отклонения от проектного расхода теплоносителя через отдельные ступени подогревателя.

5. Получены и проанализированы результаты экспериментальных исследований состояния основного и вспомогательного оборудования конденсационной турбоустановки с турбиной типа К-300-240 ЛМЗ Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.) и теплофикационной турбоустановки с турбиной типа Т-100/120-130 УТЗ ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.). На основании экспериментальных данных, полученных на исследуемых турбоустановках от контрольно-измерительных приборов, осуществлены параметрическая идентификация и проверка на адекватность математических моделей. Максимальная относительная погрешность результатов расчета давления пара в характерных точках контроля давления в паровой турбине, выполненного по модели изменения состояния проточной части паровых турбин типов К-300-240 ЛМЗ и Т-100/120-130 УТЗ, составила 1,1 и 0,8 % соответственно. Относительная погрешность результатов расчета температуры питательной воды и конденсата греющего пара, выполненного по модели регенеративного подогревателя указанных паровых турбин, составила менее 0,5 и 0,3 % соответственно. В свою очередь, погрешность при сведении энергетических балансов по ступеням и по подогревателю в целом составила менее 1,2 и 1,1 % соответственно.

6. Предложенные математические модели и алгоритмы использованы при разработке программных комплексов и модулей, защищенных следующими свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ: № 2023662771; № 2023687166; № 2022682363; № 2023662774; № 2022615258; № 2023684423; № 2023687167; № 2023618286; № 2024662938.

7. Разработанные программные комплексы и модули диагностики реализованы на Костромской ГРЭС (г. Волгореченск Костромской обл.), на ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти Самарской обл.) (*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024662938 от 3 июня 2024 г.*), а также внедрены в учебный процесс по кафедре «Тепловые электрические станции» ИГЭУ при подготовке магистров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» (*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022615258*

от 30 марта 2022 г.), что подтверждено соответствующими документами, приведенными в приложении диссертационной работы.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы исследования диссертационной работы. Перспективными направлениями являются постановка и решение обратной задачи диагностики технического состояния сетевых подогревателей, испарительных установок и конденсаторов паровых турбин, а также разработка алгоритмов прогнозирования и оценки периода безаварийной эксплуатации энергетического оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Keatley, P.** Estimating power plant start costs in cyclic operation / P. Keatley, A. Shibl, N.J. Hewitt // *Applied Energy*. – 2013. – 111. – P. 550-557.
2. **Rusin, A.** Technical risk involved in long-term operation of steam turbines / A. Rusin // *Reliability Engineering & System Safety*. – 2007. – 92. – P. 1242-1249.
3. **Мурманский, Б.Е.** Стратегия ремонтов паровых турбин на основе анализа надежности их узлов / Б.Е. Мурманский, Ю.М. Бродов, В.В. Лебедев, С.Л. Васенин // *Надежность и безопасность энергетики*. – 2014. – № 4. – С. 58-63.
4. **Неуймин, В.М.** О ресурсе оборудования ТЭС и его сохранении / В.М. Неуймин // *Энергетик*. – 2021. – № 9. – С. 3-8.
5. **Попов, А.Б.** О предельном сроке эксплуатации энергетического оборудования / А.Б. Попов // *Энергетик*. – 2021. – № 2. – С. 8-14.
6. **Дубровский, В.Г.** Реконструкция паровых турбин, отработавших свой ресурс / В.Г. Дубровский, А.П. Зубов, С.А. Кошелев [и др.] // *Теплоэнергетика*. – 2018. – № 6. – С. 15-20.
7. **Правила** организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций: СТО 1.1.1.01.0069-2017. – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом». – 2017. – 106 с.
8. **Sullivan, G.P.** Operations & maintenance best practices. A guide to achieving operational efficiency (Release 3.0) / G.P. Sullivan, R. Pugh, A.P. Melendez, W.D. Hunt // Richland, Washington: Pacific Northwest National Laboratory, 2010.
9. **Правила** организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей: СО 34.04.181-2003. – 2004. – 446 с.
10. **Стенин, В.А.** К вопросу увеличения межремонтного периода энергооборудования / В.А. Стенин, Я.Д. Беркович // *Электрические станции*, 1988. – № 7. – С. 58-60.
11. **Методические указания** по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом: РД 34.20.601-96. – М.: Рот. ЦКБ Энергоремонт, 1996. – 21 с.
12. **Андрюшин, А.В.** Совершенствование организации и управления системы технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС: автореферат дис. ... доктора технических наук: 05.14.01. – Москва. – 2002. – 48 с.
13. **Назарычев, А.Н.** Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / А.Н. Назарычев. – Иваново, 2002. – 168 с.
14. **Перминов, И.А.** Диагностика технического состояния проточной части ЦВД и ЦСД по эксплуатационным измерениям давлений и температур пара в турбине / И.А. Перминов, В.Г. Орлик // *Электрические станции*. – 2003. – № 6. – С. 38-41.

15. **Божко, В.В.** Эксплуатационная диагностика теплового состояния и экономичности паровых турбин ТЭС и АЭС / В.В. Божко, А.Н. Коваленко, В.М. Ляпунов, Л.А. Хоменок // Теплоэнергетика. – 2016. – № 5. – С. 45-50.
16. **Ковалев, И.А.** Развитие и совершенствование систем эксплуатационной диагностики производства ОАО НПО ЦКТИ для турбоагрегатов ТЭС и АЭС / И.А. Ковалев, В.Г. Раковский, Н.Ю. Исаков, А.В. Сандовский // Теплоэнергетика. – 2016. – № 3. – С. 15-20.
17. **Гвоздев, В.М.** Опыт эксплуатации системы диагностики рабочих лопаток ЦНД турбины К-210 ст. №2 Шатурской ГРЭС-5 / В.М. Гвоздев, А.И. Поляков, Н.Ю. Исаков, Э.С. Мандрыка // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 16-18.
18. **Хаимов, В.А.** Оптическая диагностика проточной части паровых турбин / В.А. Хаимов // Электрические станции. – 2014. – № 2. – С. 7-15.
19. **Дон, Э.А.** Система диагностики температурных расширений турбоагрегатов / Э.А. Дон, Д.В. Тарадай, К.Е. Буглаев // Электрические станции. – 2012. – № 9. – С. 42-47.
20. **Буглаев, К.Е.** Применение системы СДАРТ для диагностики температурных расширений турбоагрегатов / К.Е. Буглаев, Э.А. Дон, Д.В. Тарадай // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 23-28.
21. **Биялт, М.А.** Актуальность и проблемы реализации мониторинга крутильных колебаний валопроводов турбоагрегатов на электростанциях / М.А. Биялт, П.Е. Черненко, Е.В. Бочкарев [и др.] // Электрические станции. – 2013. – № 8. – С. 50-57.
22. **Калашников, А.А.** Некоторые вопросы развития автоматической диагностики систем регулирования турбоагрегатов / А.А. Калашников // Теплоэнергетика. – 1988. – № 10. – С. 25-28.
23. **Беликов, Н.В.** Автоматизированная система для испытаний, контроля и диагностики паровых турбин всех типов / Н.В. Беликов, Ю.М. Занимонец, Е.Г. Козлов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 39-41.
24. **Ковалев, И.А.** Комплексная диагностика как необходимое средство обеспечения эксплуатационной надежности турбоагрегатов / И.А. Ковалев, Н.Ю. Исаков, В.В. Божко // Теплоэнергетика. – 2012. – № 3. – С. 12-17.
25. **Куменко, А.И.** Разработка элементов системы мониторинга технического состояния турбоагрегатов ТЭС и АЭС / А.И. Куменко, В.Н. Костюков, Н.Ю. Кузьминых [и др.] // Теплоэнергетика. – 2017. – № 8. – С. 14-23.
26. **Лейзерович, А.Ш.** Создание и освоение автоматизированных систем диагностического контроля энергоблоков ТЭС / А.Ш. Лейзерович, Л.П. Сафонов, А.В. Антонович [и др.] // Теплоэнергетика. – 1995. – № 2. – С. 57-62.
27. **Лейзерович, А.Ш.** Разработка стандарта по приспособленности тепломеханического оборудования энергоблоков ТЭС к диагностированию / А.Ш. Лейзерович, Г.К. Сорокин // Теплоэнергетика. – 1993. – № 5. – С. 62-64.
28. **Лейзерович, А.Ш.** О показателях эффективности автоматизированных систем комплексной технической диагностики оборудования энергоблоков / А.Ш. Лейзерович, А.А. Гординский, А.М. Журавель // Теплоэнергетика. – 1991. – № 2. – С. 25-28.

29. **Аракелян, Э.К.** Концепция «мягкого» регулирования и технического обслуживания энергоустановок ТЭС на основе интеллектуальной диагностики / Э.К. Аракелян, Г.Д. Крохин, В.С. Мухин // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2008. – № 1. – С. 14-20.
30. **Аракелян, Э.К.** Особенности выбора структуры общестанционной автоматизированной системы комплексной диагностики / Э.К. Аракелян // Теплоэнергетика. – 1994. – № 10. – С. 19-22.
31. **Трухний, А.Д.** Информационно-диагностическая система контроля подогревателей сетевой воды турбоустановки Т-250/300-240 / А.Д. Трухний, Н.А. Зройчиков, Б.В. Ломакин, И.В. Седов // Теплоэнергетика. – 1998. – № 1. – С. 30-34.
32. **Трухний, А.Д.** Обобщенные характеристики усталости роторной стали Р2МА для использования в системах технической диагностики выработки ресурса / А.Д. Трухний, Д.Д. Корж, А.И. Лебедева // Теплоэнергетика. – 2003. – № 6. – С. 16-21.
33. **Куменко, А.И.** Диагностика сборки валопроводов крупных энергетических турбин с использованием датчиков вала / А.И. Куменко // Динамика систем, механизмов и машин. – 2014. – № 4. – С. 161-164.
34. **Клер, А.М.** Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, П.В. Жарков // Электрические станции. – 2011. – № 4. – С. 2-7.
35. **Клер, А.М.** Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова [и др.] // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 50-54.
36. **Султанов, М.М.** Прогнозирование показателей надежности оборудования ГЭС с учетом фактического технического состояния / М.М. Султанов, Н.В. Байдакова, Д.Ш. Норов, О.И. Желяскова // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – 2022. – Т. 306. – С. 50-60.
37. **Султанов, М.М.** Оценка надежности энергетического оборудования ГЭС на базе методов машинного обучения / М.М. Султанов, Н.В. Байдакова, Ш.М. Милитонян, П.Д. Меньшиков // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. – 2023. – Т. 307. – С. 51-60.
38. **Крохин, Г.Д.** Источники информации и причины её неопределенности, выявленные при диагностике состояния энергоустановок / Г.Д. Крохин // Вестник НГУЭУ. – 2014. – № 1. – С. 292-311.
39. **Крохин, Г.Д.** OPTIMIZATOR подсистемы диагностики состояния энергоустановок, SKAIS, для решения задач технического обслуживания / Г.Д. Крохин, А.Е. Некипелов // Вестник НГУЭУ. – 2012. – № 4-1. – С. 234-252.
40. **Бродов, Ю.М.** Концепция системы диагностики конденсационной установки паровой турбины / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, М.А. Ниренштейн // Теплоэнергетика. – 1997. – № 7. – С. 34-38.

41. **Аронсон, К.Э.** Статистическое моделирование отказов теплообменных аппаратов при реализации комплексной системы мониторинга состояния паротурбинных установок / К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, А.Ю. Рябчиков, Б.Е. Мурманский // Теплоэнергетика. – 2007. – № 8. – С. 71-77.
42. **Аронсон, К.Э.** Разработка, апробация и реализация элементов комплексной системы мониторинга состояния оборудования паротурбинных установок / К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, С.И. Хае, М.А. Ниренштейн // Тяжелое машиностроение. – 2012. – № 2. – С. 61-68.
43. **Мурманский, Б.Е.** Оценка остаточного ресурса конденсаторов ПТУ на основе статистических моделей / Б.Е. Мурманский, К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов // Теплоэнергетика. – 2015. – № 11. – С. 21-25.
44. **Мурманский, Б.Е.** Разработка модуля для мониторинга и диагностики состояния системы тепловых расширений паровых турбин в составе современных АСУ ТП / Б.Е. Мурманский, А.Ю. Сосновский, Ю.М. Бродов // Энергетик. – 2015. – № 4. – С. 51-53.
45. **Аронсон, К.Э.** Концепция комплексной системы мониторинга состояния оборудования энергоблока / К.Э. Аронсон, Н.Н. Акифьева, Ю.М. Бродов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2002. – № 2. – С. 47-53.
46. **Аронсон, К.Э.** Формирование прототипов и признаков для автоматизации диагностирования оборудования паротурбинной установки / К.Э. Аронсон, Б.Е. Мурманский, Ю.М. Бродов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2020. – № 9. – С. 69-78.
47. **Аронсон, К.Э.** Адаптация алгоритмов диагностирования оборудования паротурбинных установок для конкретных условий ТЭС / К.Э. Аронсон, Б.Е. Мурманский, В.Б. Новоселов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2020. – № 11. – С. 28-33.
48. **Плотников, П.Н.** Комплексный анализ показателей надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок / П.Н. Плотников, Ю.М. Бродов, Б.Е. Мурманский // Теплоэнергетика. – 2007. – № 2. – С. 45-48.
49. **Хае, С.И.** Разработка и апробация элементов системы мониторинга состояния и диагностики конденсатора паровой турбины / С.И. Хае, К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, А.Г. Шемпелев // Теплоэнергетика. – 2003. – № 7. – С. 67-69.
50. **Аркадов, Г.В.** Системы диагностирования ВВЭР / Г.В. Аркадов, В.И. Павелко, Б.М. Финкель. – М.: Наука, 2019. – 391 с.
51. **Аркадов, Г.В.** Практические возможности и перспективы развития нейтронно-шумовой диагностики активных зон ВВЭР / Г.В. Аркадов, В.И. Павелко, В.П. Поваров, М.Т. Слепов // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. – 2022. – № 1. – С. 74-82.
52. **Стратегическое направление** в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 марта 2024 г. № 581-р.
53. **Об утверждении требований** к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих

установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»: приказ Минэнерго России от 25.10.2017 г. № 1013.

54. **Коршикова, А.А.** Модель раннего обнаружения аварийных ситуаций на оборудовании электростанций на основе методов машинного обучения / А.А. Коршикова, А.Г. Трофимов // Теплоэнергетика. – 2019. – № 3. – С. 49-56.

55. **Коршикова, А.А.** Модель раннего обнаружения аварийных ситуаций на оборудовании электростанций на основе метода наименьших потенциалов / А.А. Коршикова, О.М. Идзон // Теплоэнергетика. – 2021. – № 10. – С. 37-44.

56. **Коршикова, А.А.** Вероятностная оценка результата работы модели раннего обнаружения аварийных ситуаций на оборудовании электростанций на основе метода наименьших потенциалов / А.А. Коршикова, О.М. Идзон // Теплоэнергетика. – 2023. – № 1. – С. 50-57.

57. **Наумов, С.А.** Опыт использования удаленного доступа и предсказательной аналитики состояния энергетического оборудования / С.А. Наумов, А.В. Крымский, М.А. Липатов, Д.Н. Скрабатун // Теплоэнергетика. – 2018. – № 4. – С. 21-33.

58. **Немирович-Скрабатун, Д.Н.** Опыт создания системы автоматического распознавания аномалий в работе энергетического оборудования / Д.Н. Немирович-Скрабатун, А.А. Персяев // Электрические станции. – 2022. – № 1. – С. 49-56.

59. **Сахаров, А.М.** Тепловые испытания паровых турбин / А.М. Сахаров. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.

60. **Клюев, В.В.** Технические средства диагностирования: справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук [и др.]; под общ. ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.

61. **Методика** оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами: РД 34.20.581-96. – М.: СПО «ОРГРЭС», 1998. – 28 с.

62. **Методические** указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС: РД 153-34.1-30.311-96 (СО 34.30.311-96). – М.: СПО «ОРГРЭС», 2001. – 61 с.

63. **ASME PTC 6S Report-1988** «Procedure for Routine Performance Tests of Steam Turbines». The American Society of Mechanical Engineers, New York, 1988.

64. **Методические** указания по тепловым испытаниям паровых турбин: МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740). – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1986. – 101 с.

65. **Тепловые** (балансовые) испытания энергоблока атомной станции. Типовая программа: ТП 1.1.8.010.1059–2015. – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом». – 2015. – 40 с.

66. **ASME PTC 6-1996** «Performance Test Code 6 on Steam Turbines» (revision of ASME PTC 6-1976). The American Society of Mechanical Engineers, New York, 1996.

67. **Методические** указания по химической промывке проточной части турбин сверхкритического давления: РД 34.37.401-85 (МУ 34-70-130-85, СО 153-34.37.401). – М.: СПО «ОРГРЭС». – 1986.

68. **Чиж, В.А.** Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС: учеб. пособие / В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий, А.В. Нерезько // – Минск: Выш. шк., 2010. – 351 с.
69. **Петрова, Т.И.** Физико-химические процессы в водном теплоносителе электростанций: учеб. для вузов / Т.И. Петрова, В.Н. Воронов, Ф.Д. Дяченко. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 348 с.
70. **Самойлович, Г.С.** Переменные и переходные режимы в паровых турбинах / Г.С. Самойлович, Б.М. Трояновский. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 496 с.
71. **Sanders, W.P.** Turbine Steam Path Maintenance & Repair, Vol. 2 / W.P. Sanders. – PennWell, 2002. – 883 p.
72. **Straub, F.G.** Steam turbine blade deposits / F.G. Straub // University of Illinois, Urbana, Hull. 43, No. 59, Engineering Experiment Station Hull. Ser. No. 364 (1964).
73. **Маргулова, Т.Х.** Влияние водного режима на работу паровых турбин сверхкритических параметров / Т.Х. Маргулова, Б.М. Трояновский, Г.С. Самойлович [и др.] // Теплоэнергетика. – 1977. – № 2. – С. 40-43.
74. **Щегляев, А.В.** Паровые турбины. Теория теплового процесса и конструкции турбин: учеб. для вузов: в 2 кн. Кн. 2. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 416 с.
75. **Ле, К. Х.** Разработка математической модели турбин для диагностики их технического состояния: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.13.07. – Москва. – 1998. – 20 с.
76. **Юрченко, А.Ю.** Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200 / А.Ю. Юрченко, Ю.Г. Сухоруков, Н.Н. Трифонов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2016. – № 9. – С. 36-43.
77. **Ермолов, В.Ф.** Теплообменное оборудование отечественных турбоустановок АЭС / В.Ф. Ермолов, М.П. Белоусов, А.С. Гиммельберг [и др.] // Теплоэнергетика. – 2003. – № 2. – С. 31-37.
78. **Авдеев, А.А.** Подогреватели высокого давления коллекторно-ширмового типа / А.А. Авдеев, А.С. Шамароков, Л.Н. Фальковский // Теплоэнергетика. – 2009. – № 2. – С. 51-56.
79. **Зорин, В.М.** Подогреватели высокого давления нового поколения для паротурбинных установок АЭС / В.М. Зорин, А.С. Шамароков, С.Б. Пустовалов // Теплоэнергетика. – 2021. – № 4. – С. 35-46.
80. **Бродов, Ю.М.** Современный уровень и тенденции в проектировании и эксплуатации подогревателей высокого и низкого давления паровых турбин ТЭС и АЭС в России и за рубежом. Часть 1. Типы и конструкции подогревателей / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков [и др.] // Теплоэнергетика. – 2020. – № 10. – С. 5-19.
81. **Бродов, Ю.М.** Современный уровень и тенденции в проектировании и эксплуатации подогревателей высокого и низкого давления паровых турбин ТЭС и АЭС в России и за рубежом. Часть 2. Особенности проектирования и эксплуатации подогревателей / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков [и др.] // Теплоэнергетика. – 2020. – № 11. – С. 17-27.

82. **Аронсон, К.Э.** Анализ показателей надежности вспомогательного оборудования энергоблоков / К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, П.Н. Плотников [и др.] // Теплоэнергетика. – 2011. – № 8. – С. 2-7.
83. **Инструкция** по продлению срока службы сосудов, работающих под давлением: СО 153-34.17.439-2003. – М.: СПО «ОРГРЭС», 2003. – 65 с.
84. **Бродов, Ю.М.** Оценка состояния и прогнозирование остаточного ресурса теплообменных аппаратов паротурбинных установок ТЭС / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, Б.Е. Мурманский // Надежность и безопасность энергетики. – 2009. – № 3. – С. 12-18.
85. **Типовая инструкция** по эксплуатации систем регенерации высокого давления энергоблоков мощностью 100 - 800 МВт: РД 34.40.509-93. – М.: СПО «ОРГРЭС», 1994. – 76 с.
86. **Методические указания** по эксплуатации поверхностных подогревателей турбоустановок ТЭС и АС: РД 34.40.508-85. – М.: ПМБ ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского, 1989. – 63 с.
87. **Методические указания** по испытанию подогревателей высокого давления: СО 34.40.511 (МУ 34-70-006-82). – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1982. – 32 с.
88. **Методические указания** по испытанию поверхностных подогревателей низкого давления: СО 34.40.512 (МУ 34-70-005-82). – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1982. – 28 с.
89. **ГОСТ 20911-89.** Техническая диагностика. Термины и определения. Межгосударственный стандарт. – Введ. 01.01.1991. – М.: Стандартинформ. – 2009. – 10 с.
90. **Сайт Siemens-Energy** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens-energy.com/> (дата обращения 20.08.2024).
91. **Kisslinger, F.** Implementation guideline for an artificial intelligence-based process analysis and optimization application / F. Kisslinger, M. Hildinger // Chemie Ingenieur Technik. – 2021. – v. 93. – P. 2045-2051.
92. **Сайт Engineering.com** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.engineering.com/> (дата обращения 20.08.2024).
93. **Сайт Mitsubishi Power** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://power.mhi.com/tomoni> (дата обращения 20.08.2024).
94. **Ishigaki, H.** MHPS-TOMONI[®]: Thermal power generation digitalization platform cloud/edge service and system architecture / H. Ishigaki, S. Mouri, D. Goto, N. Nagafuchi // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2018. – v. 55. no. 4.
95. **Hirasaki, D.** MHPS-TOMONI[®]: Sophisticated power plant operation through digital solutions / D. Hirasaki, A. Endo, I. Endo // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2019. – v. 56. no. 3.
96. **Sonoda, T.** Development of MHPS-TOMONI[®] motor-driven equipment diagnostics system / T. Sonoda, Y. Morishita, H. Watanabe, K. Tsuyuki // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2020. – v. 57. no. 1.

97. **Wakasugi, K.** Development of high-precision demand forecasting technology for factories / K. Wakasugi, K. Morita, Y. Yashiro [et. al] // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2018. – v. 55. no. 2.
98. **Ishida, I.** Advancements of predictive diagnosis system for power generation engines / I. Ishida, O. Nakakita, T. Takahashi [et. al] // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2019. – v. 56. no. 2.
99. **Ito, H.** Virtual measurement technology for supporting flexible operation of steam turbine / H. Ito, S. Hosomi, N. Tezuka, T. Ishida // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2021. – v. 58. no. 1.
100. **Sawatsubashi, T.** Virtual measurement and monitoring technologies for plant water quality using software sensors / T. Sawatsubashi, S. Kaji, A. Ureshino [et. al] // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2020. – v. 57. no. 1.
101. **Aiki, H.** Boiler digital twin applying machine learning / H. Aiki, K. Saito, K. Domoto [et. al] // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. – 2018. – v. 55. no. 4.
102. **Сайт Schneider Electric** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.se.com/id/en/> (дата обращения 20.08.2024).
103. **Сайт MAINTEX** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.maintex.ru/experience/prognoznaya-analitika-ot-aveva/obzor-resheniya-avantis-prism/> (дата обращения 20.08.2024).
104. **Ankerst, M.** OPTICS: ordering points to identify the clustering structure / M. Ankerst, M. M. Breunig, H. P. Kriegel, J. Sander // Sigmod Record. – 1999. – v.28. – P. 49–60.
105. **Сайт АО «РДС»** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prana-system.com/> (дата обращения 20.08.2024).
106. Пат. 2696919 С1 Российская Федерация, МПК F02С 7/00, G05В 23/00. Способ и система оценки технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям: № 2018114300: заявл. 18.04.2018: опубл. 07.08.2019 / М.В. Лифшиц, О.Г. Клименко, Д.Н. Скрабатун; заявитель Акционерное общество «РОТЕК» (АО «РОТЕК»).
107. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017619333 Российская Федерация. Программный модуль «ПРАНА»: контроль положения эпицентра теплового поля (ЭТП) выхлопа ГТ: № 2017616254: заявл. 28.06.2017: опубл. 22.08.2017 / Д.Н. Скрабатун, О.Г. Клименко; заявитель Акционерное общество «РОТЕК».
108. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017619331 Российская Федерация. Программный модуль «ПРАНА»: оценка сроков промывки компрессора: № 2017616248: заявл. 28.06.2017: опубл. 22.08.2017 / Д.Н. Скрабатун, М.А. Липатов; заявитель Акционерное общество «РОТЕК».
109. **Сайт Ctrl2GO** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ctrl2go.com/> (дата обращения 20.08.2024).
110. **Ester, M.** A density-based algorithm for discovering clusters in large spatial databases with noise / M. Ester, H. Kriegel, J. Sander, X. Xu. // Knowledge Discovery and Data Mining. – 1996. – P. 226-231.

111. Сайт **CyberPhysic** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberphysics.xyz/> (дата обращения 20.08.2024).
112. Сайт **DATADVANCE** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.datadvance.ru/ru/> (дата обращения 20.08.2024).
113. **ГОСТ Р ИСО 13381-1-2016**. Контроль состояния и диагностика машин. Прогнозирование технического состояния. Часть 1. Общее руководство. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.12.2017. – М.: Стандартинформ. – 2019. – 20 с.
114. **Волков, В.Ю.** Моделирование теплогидравлических процессов в парогенераторе при глушении теплообменных труб / В.Ю. Волков, Л.А. Голибродо, А.А. Крутиков, О.В. Кудрявцев // Теплоэнергетика. – 2022. – № 2. – С. 5-15.
115. **Лазарев, Л.Я.** Методика экспериментальных и расчетных исследований надбандажных лабиринтных уплотнений турбомашин / Л.Я. Лазарев, В.А. Фадеев // Теплоэнергетика. – 2020. – № 5. – С. 14-24.
116. **Билан, А.В.** Анализ температурных напряжений в горизонтальных сетевых подогревателях / А.В. Билан, П.Н. Плотников // Теплоэнергетика. – 2016. – № 11. – С. 31-36.
117. **Тарадай, Д. В.** Техническая диагностика и наладка паровых турбоагрегатов / Д.В. Тарадай // Электрические станции. – 2020. – № 3. – С. 33-38.
118. **Gu, H.** Multivariate state estimation technique combined with modified information entropy weight method for steam turbine energy efficiency monitoring study / H. Gu, H. Zhu, X. Cui // Energies. – 2021. – 14 (20) 6795.
119. **Hwang, S.-Y.** Application of PCA and classification for fault Diagnosis of MAB installed in petrochemical plant process facilities / S.-Y. Hwang, K.-S. Kim, H.-J. Kim [et. al] // Applied Sciences. – 2021. – 11 (9) 3780.
120. **Swiercz, M.** Multiway PCA for early leak detection in a pipeline system of a steam boiler – Selected Case Studies / M. Swiercz, H. Mroczkowska // Sensors. – 2020. – 20 (6) 1561.
121. **Guohua, W.** A framework for monitoring and fault diagnosis in nuclear power plants based on signed directed graph methods / W. Guohua, Y. Diping, Y. Jiyao [et. al] // Frontiers in Energy Research. – 2021. – v. 9.
122. **Zhou, J.** PT-informer: a deep learning framework for nuclear steam turbine fault diagnosis and prediction / J. Zhou, Z. An, Z. Yang [et. al] // Machines. – 2023. – 11 (8) 846.
123. **Елтышев, Д.К.** Диагностика силового маслонаполненного трансформаторного оборудования тепловых электростанций / Д.К. Елтышев, Н.И. Хорошев // Теплоэнергетика. – 2016. – № 8. – С. 32-40.
124. **Yang, W.** Fuzzy fault diagnosis and accommodation system for hybrid fuel-cell/gas-turbine power plant / W. Yang, K. Lee, S. Junker, H. Ghezal, // Energy Conversion, IEEE Transactions on. – 2011. – v. 25. – P. 1187-1194.
125. **Na, M.** A smart software sensor for feedwater flow measurement monitoring / M. Na, Y. Lee, I. Hwang, // Nuclear Science, IEEE Transactions on. – 2006. – v. 52. – P. 3026-3034.

126. **Nguyen, H.-P.** Ensemble empirical mode decomposition and long short-term memory neural network for multi-step predictions of time series signals in nuclear power plants / H.-P. Nguyen, P. Baraldi, E. Zio // *Applied Energy*. – 2011.
127. **Nowak, G.** Using the artificial neural network to control the steam turbine heating process / G. Nowak, A. Rusin // *Applied Thermal Engineering*. – 2016. – v. 108.
128. **Chen, Y.** Research on simulation and state prediction of nuclear power system based on LSTM neural network / Y. Chen, M. Lin, R. Yu, T. Wang // *Science and Technology of Nuclear Installations*. – 2021. – v. 2021. – P. 1-11.
129. **Salahshoor, K.** Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine using fusion of SVM (support vector machine) and ANFIS (adaptive neuro-fuzzy inference system) classifiers / K. Salahshoor, M. Kordestani, M. Khoshro // *Energy*. – 2010. – v. 35. – P. 5472-5482.
130. **Алифанов, О.М.** Обратные задачи теплообмена / О.М. Алифанов. – М.: Машиностроение, 1988. – 280 с.
131. **Самарский, А.А.** Численные методы решения обратных задач математической физики: учеб. пособие. Изд. 3-е. / А.А. Самарский, П.Н. Вабищевич. – М.: Издательство ЛКИ, 2009. – 480 с.
132. **Андрющенко, А.И.** Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС / А.И. Андрющенко, А.В. Змачинский, В.А. Понятов. – М.: Высш. шк., 1974. – 279 с.
133. **Попырин, Л.С.** Математическое моделирование и оптимизация атомных электростанций / Л.С. Попырин. – М.: Наука, 1984. – 348 с.
134. **Попырин, Л.С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок / Л.С. Попырин. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.
135. **Вульман, Ф.А.** Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок на ЭВМ / Ф.А. Вульман, А.В. Корягин, М.З. Кривошей. – М.: Машиностроение, 1985. – 111 с.
136. **Вульман, Ф.А.** Расчет тепловых схем теплофикационных турбоустановок на ЭЦВМ / Ф.А. Вульман, Е.И. Бененсон, Г.Ф. Меклин, Б.С. Сычев // *Теплоэнергетика*. – 1970. – № 1. – С. 46-48.
137. **Боровков, В.М.** Тепловые схемы ТЭС и АЭС / В.М. Боровков, О.И. Демидов, С.А. Казаров [и др.]; под ред. С.А. Казарова. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургского отделения, 1995. – 392 с.
138. **Боровков, В.М.** Автоматизированное проектирование тепловых схем и расчет переменных режимов ПТУ ТЭС и АЭС / В.М. Боровков, С.А. Казаров, А.Г. Кутахов, С.Н. Романов // *Теплоэнергетика*. – 1993. – № 3. – С. 5-9.
139. **Мошкарин, А.В.** Анализ тепловых схем ТЭС / А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников. – Иваново, 2010. – 458 с.
140. **Мошкарин, А.В.** Инновационные технологии в проектировании тепловых схем паротурбинных, парогазовых и испарительных установок / А.В. Мошкарин, Б.Л. Шелыгин, Т.А. Жамлиханов [и др.] // *Вестник ИГЭУ*. – 2011. – № 4. – С. 6-10.

141. **Spencer, R.C.** A method for predicting the performance of steam turbine-generators 16500 kW and large / R.C. Spencer, R.C. Cotton, C.A. Cannon // ASME № 62-WA-209, revised 1974. – 62 p.
142. **Рубинштейн, Я.М.** Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 272 с.
143. **Овчинников, Ю.В.** Повышение точности исходной информации в ИВС путём применения методики согласования балансов / Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, В.И. Тимашев // Управление режимами. – 1977. – С. 165-175.
144. **Овчинников, Ю.В.** Применение методики согласования балансов для уточнения исходной информации применительно к ТЭС / Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, И.М. Алтухов // Управление режимами и развитием электроэнергетических систем в условиях АСУ. – Межвуз. Сб. тр. – Новосибирск: НЭТИ. – 1980. – С. 45-53.
145. **Щинников, П.А.** Согласование материальных и энергетических балансов / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, Ф.А. Серант, В.Г. Томилов [и др.] // Доклады ТУСУРа, № 1 (25), часть 1. – 2012. – С. 216-220.
146. **Клер, А.М.** Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т. 13, № 1. – С. 159-167.
147. **Клер, А.М.** Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования / А.М. Клер, В.Э. Алексеюк // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2019. – № 3. – С. 57-76.
148. **Алексеюк, В.Э.** Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования / В.Э. Алексеюк, А.С. Максимов, П.Г. Сафронов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23, № 3. – С. 503-515.
149. **Клер, А.М.** Эффективная методика настройки математических моделей теплоэнергетического оборудования на его фактическое состояние / А.М. Клер, В.Э. Алексеюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2019. – № 31. – С. 136-158.
150. **Барочкин, А.Е.** Матричное представление модели тепловой схемы электрической станции / А.Е. Барочкин, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, Г.В. Ледуховский // Вестник ИГЭУ. – 2018. – Вып. 6. – С. 66-72.
151. **Жуков, В.П.** Системный анализ энергетических теплообменных установок / В.П. Жуков, Е.В. Барочкин. – Иваново, 2009. – 176 с.
152. **Татарина, Н.В.** Математические модели теплофикационных паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков

/ Н.В. Татарина, Д.М. Суворов, В.М. Сущих // Надежность и безопасность энергетики. – 2017. – Т. 10, № 4. – С. 330-339.

153. **Костюк, А.Г.** Паровые и газовые турбины для электростанций: учеб. для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 556 с.

154. **Сooke, D.H.** Modeling of off-design multistage turbine pressures by Stodola's ellipse / D.H. Cooke // Bechtel Power Corporation, 1983. – P. 205-234.

155. **Эфрос, Е.И.** Экономичность и надежность мощных теплофикационных турбин и пути их повышения: автореферат дис. ... доктора технических наук: 05.14.12. – Москва. – 1998. – 40 с.

156. **Татарина, Н.В.** Математическое моделирование теплофикационных турбоустановок для решения задач повышения энергетической эффективности работы ТЭЦ: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.14.12. – Екатеринбург. – 2014. – 24 с.

157. **Исаченко, В.П.** Теплопередача: учеб. для вузов / В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел. – М.: Энергоиздат, 1981. – 416 с.

158. **Расчет** и проектирование поверхностных подогревателей высокого и низкого давления: РТМ 108.271.23-84. – М.: Министерство энергетического машиностроения, 1987.

159. **Кирсанов, Ю.А.** Теплообменные аппараты ТЭС: справочник: в 2 кн. Кн. 2 / Ю.А. Кирсанов, Н.Н. Ковальногов, Г.Р. Мингалеева [и др.]; под ред.: Ю.Г. Назмеева, В.Н. Шляпникова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 435 с.

160. **Назмеев, Ю.Г.** Теплообменные аппараты ТЭС / Ю.Г. Назмеев, В.М. Лавыгин. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 288 с.

161. **Жуков, В.П.** Матричный метод решения обратной задачи теплопередачи в теплообменных аппаратах / В.П. Жуков, А.Е. Барочкин, М.С. Боброва [и др.] // Вестник ИГЭУ. – 2021. – Вып. 2. – С. 62-69.

162. **Вержбицкий, В.М.** Основы численных методов / В.М. Вержбицкий. – М.: Высш. шк., 2002. – 840 с.

163. **Буров, В.Д.** Тепловые электрические станции: учеб. для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров [и др.]; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.

164. **Бродов, Ю.М.** Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн; под ред. Ю.М. Бродова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 485 с.

165. **Yu, J.** Hybrid modelling and digital twin development of a steam turbine control stage for online performance monitoring / J. Yu, P. Liu, Z. Li // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2020. – v. 133.

166. **Паровые** турбины сверхкритических параметров ЛМЗ / В.И. Волчков, С.А.-Г. Вольфовский, И.А. Ковалев [и др.]; под ред. А.П. Огурцова, В.К. Рыжкова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 348 с.

167. **Александров, А.А.** Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник. Рек. Гос. службой стандартных справочных данных. ГСССД Р-776-98 / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – 2-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 168 с.
168. **IAPWS R7-97** (2012): revised release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam. – Lucerne, Switzerland: International Association for the Properties of Water and Steam, 2012.
169. **Типовая** энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ (для турбин до заводского № 1198): РД 34.30.713. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1976. – 30 с.
170. **Клейменов, Н.Г.** Отработка режима химической промывки турбин К-300-240 ХТГЗ под нагрузкой / Н.Г. Клейменов, В.М. Андриюшин, Е.Н. Коржов, А.В. Агапова // Теплоэнергетика. – 1977. – № 1. – С. 52-55.
171. **Методические** указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1993. – 156 с.
172. **Ледуховский, Г.В.** Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС: учеб. пособие / Г.В. Ледуховский, А.А. Пospelов // ФГБОУ ВПО «Ивановский гос. энергетич. ун-т им. В.И. Ленина». – Иваново, 2015. – 468 с.
173. **Нормативно-техническая** документация по топливоиспользованию Орской ТЭЦ, – Екатеринбург, ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», 2010.
174. **Дейч, М.Е.** Исследования и расчеты ступеней осевых турбин / М.Е. Дейч, Б.М. Трояновский. – М.: Машиностроение, 1964. – 628 с.
175. **Нормативно-техническая** документация по топливоиспользованию Архангельской ТЭЦ, – Иваново, ЗАО «Ивэнергосервис», 2020.
176. **Биргер, И.А.** Техническая диагностика / И.А. Биргер. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.
177. **Аттетков, А.В.** Методы оптимизации: учеб. для вузов / А.В. Аттеков, С.В. Галкин, В.С. Зарубин / под ред. В.С. Зарубин, Д.П. Крищенко. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. – 440 с.
178. **Тепловые** и атомные электростанции: справочник / М.С. Алхутов, А.Н. Безгрешнов, Р.Г. Богоявленский [и др.]; под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 648 с. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
179. **Нормы** погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций: РД 153-34.0-11.337-97. – М.: ОРГРЭС. – 1997. – 16 с.
180. **ГОСТ 8.009-84.** Нормируемые метрологические характеристики средств измерений. Межгосударственный стандарт. – Введ. 01.01.1986. – М.: Стандартиформ. – 2006. – 26 с.
181. **Новицкий, П.В.** Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, И.А. Зограф. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 248 с.

182. **Иванова, Г.М.** Теплотехнические измерения и приборы: учеб. для вузов / Г.М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 458 с.
183. **ГОСТ 6651-2009.** Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний. Межгосударственный стандарт. – Введ. 01.01.2011. – М.: Стандартинформ, 2019. – 27 с.
184. **Трухний, А.Д.** Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учеб. пособие / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.
185. **Oda, Y.** Real-time reduction of task-related scalp-hemodynamics artifact in functional near-infrared spectroscopy with sliding-window analysis / Y. Oda, T. Sato, I. Nambu, Y. Wada // Applied Sciences. – 2018. – 8(1) 149.
186. **ГОСТ Р ИСО 5725-1-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 1. Основные положения и определения. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Госстандарт России; М.: Стандартинформ. – 2006. – 24 с.
187. **ГОСТ Р ИСО 5725-2-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 2. Основной метод определения повторяемости и воспроизводимости стандартного метода измерений. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 43 с.
188. **ГОСТ Р ИСО 5725-3-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 3. Промежуточные показатели прецизионности стандартного метода измерений. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 29 с.
189. **ГОСТ Р ИСО 5725-4-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 4. Основные методы определения правильности стандартного метода измерений. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Стандартинформ. – 2009. – 22 с.
190. **ГОСТ Р ИСО 5725-5-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 5. Альтернативные методы определения прецизионности стандартного метода измерений. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 50 с.
191. **ГОСТ Р ИСО 5725-6-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике. Государственный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.11.2002. – М.: Стандартинформ. – 2009. – 42 с.
192. **Бендат, Дж.** Прикладной анализ случайных данных / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М.: Изд-во «Мир», 1989. – 540 с.
193. **Williams, J.D.** Distribution of Hotelling's T^2 - statistic based on the successive differences estimator / J.D. Williams, W.H. Woodall, J.B. Birch, J.H. Sullivan // Journal of Quality Technology. – 2006. – v. 38. no. 3. – P. 217-229.

194. **Montgomery, D.C.** Introduction to statistical quality control / D.C. Montgomery // 6th Edition, John Wiley & Sons, New York. – 2009.
195. **Mason, R.** Multivariate statistical process control with industrial applications / R.L. Mason, J.C. Young // Society for Industrial and Applied Mathematics. – 2002.
196. **ГОСТ Р 8.736-2011.** Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.01.2013. – М.: Стандартинформ. – 2019. – 20 с.
197. **Измерения** косвенные. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей: МИ 2083-90. – М.: Изд-во стандартов. – 1991. – 11 с.
198. **ГОСТ 30848-2003.** Диагностирование машин по рабочим характеристикам. Основные положения. Межгосударственный стандарт. – Введ. 01.01.2006 – М.: Стандартинформ. – 2005. – 20 с.
199. **ГОСТ Р 53564-2009.** Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Требования к системе мониторинга. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.01.2011. – М.: Стандартинформ. – 2012. – 16 с.
200. **ГОСТ Р 57154-2016.** Техническая диагностика. Мониторинг тепломеханического оборудования АЭС. Расчетно-экспериментальный метод. Общие требования. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.10.2017. – М.: Стандартинформ. – 2016. – 20 с.
201. **ГОСТ Р ИСО 13374-1-2011.** Контроль состояния и диагностика машин. Обработка, передача и представление данных. Часть 1. Общее руководство. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.12.2012. – М.: Стандартинформ. – 2018. – 16 с.
202. **ГОСТ Р ИСО 17359-2015.** Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство. Национальный стандарт Российской Федерации. – Введ. 01.12.2016. – М.: Стандартинформ. – 2019. – 28 с.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научные статьи в периодических изданиях, рекомендуемых ВАК

203. **Бубнов, К.Н.** Учет эффективности отсеков проточной части турбоустановок при расчетном анализе их энергетических характеристик / **К.Н. Бубнов**, А.Е. Барочкин, В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский // Вестник ИГЭУ. – 2019. – №3. – С. 62-68.
204. **Бубнов, К.Н.** Методика расчета энергетических характеристик теплофикационной турбины с учетом экономичности части низкого давления / **К.Н. Бубнов**, А.Е. Барочкин, В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский // Вестник ИГЭУ. – 2020. – №2. – С. 5-13.

205. **Бубнов, К.Н.** Математическая модель расходных характеристик паротурбинных установок / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, С.Д. Горшенин, Е.В. Барочкин // Вестник ИГЭУ. – 2022. – №5. – С. 72-79.

206. **Бубнов, К.Н.** Система непрерывного мониторинга технического состояния и оперативной диагностики паровой турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, А.В. Голубев, Е.В. Барочкин, С.И. Шувалов // Вестник ИГЭУ. – 2023. – №4. – С. 85-93.

207. Жуков, В.П. Матричное моделирование и диагностика состояния регенеративных подогревателей высокого давления / В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский, **К.Н. Бубнов**, С.И. Шувалов, М.А. Кузнецов // Вестник ИГЭУ. – 2024. – № 2. – С. 82-91.

Результаты интеллектуальной деятельности

208. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022615258 Российская Федерация. Расчет энергетических характеристик теплофикационной паровой турбины с учетом характеристик экономичности отсеков ее проточной части: № 2022614039: заявл. 21.03.2022: опубл. 30.03.2022 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, А.Е. Барочкин; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

209. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022682363 Российская Федерация. Расчет профиля давления пара вдоль проточной части и расходных характеристик конденсационной паровой турбины: № 2022681609: заявл. 11.11.2022: опубл. 22.11.2022 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

210. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023618286 Российская Федерация. Расчет эффективной площади проходных сечений отсеков паровой турбины по профилю давления вдоль проточной части: № 2023617014: заявл. 12.04.2023: опубл. 21.04.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

211. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023662771 Российская Федерация. Расчет установившихся режимов работы энергетического оборудования на основании данных, поступающих от штатных средств контроля: № 2023661593: заявл. 02.06.2023: опубл. 14.06.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

212. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023662774 Российская Федерация. Расчет профиля давления пара вдоль проточной части и расходных характеристик теплофикационной паровой турбины: № 2023661624: заявл. 02.06.2023: опубл. 14.06.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

213. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023684423 Российская Федерация. Решение прямой и обратной задач теплопередачи для подогревателей питательной воды системы регенерации высокого давления конденсационной

паровой турбины: № 2023683372: заявл. 07.11.2023: опубл. 15.11.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

214. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687166 Российская Федерация. Программа автоматизированной обработки временных рядов технологических показателей энергетического оборудования: № 2023686329: заявл. 28.11.2023: опубл. 12.12.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

215. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687167 Российская Федерация. Решение прямой и обратной задач теплопередачи для подогревателей системы регенерации высокого и низкого давлений и сетевых подогревателей теплофикационной паровой турбины: № 2023686327: заявл. 28.11.2023: опубл. 12.12.2023 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

216. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024662938 Российская Федерация. Программный комплекс автоматизированного мониторинга и технического диагностирования энергетического оборудования конденсационной паротурбинной установки с турбиной К-300-240 ЛМЗ: № 2024661652: заявл. 16.05.2024: опубл. 03.06.2024 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков; заявитель ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

Тезисы и полные тексты докладов конференций

217. **Бубнов, К.Н.** Моделирование и анализ энергетических характеристик турбоустановки Т-100/120-130 / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, А.Е. Барочкин // Электромеханотроника и управление: Пятнадцатая Всероссийская (седьмая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2020» (г. Иваново, 7 – 10 апреля 2020 г.): Материалы конференции. В 6 т. Т. 4. – Иваново: ИГЭУ, 2020. – С. 154.

218. **Бубнов, К.Н.** Матричное моделирование тепловых схем паротурбинных установок ТЭС / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский // Технические и технологические системы: Материалы одиннадцатой Международной научной конференции «ТТС-20» (г. Краснодар, 17 – 19 декабря 2020 г.). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – С. 194-201.

219. **Бубнов, К.Н.** Построение и калибровка матричной модели паротурбинной установки / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов Двадцать седьмой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов (г. Москва, 11 – 12 марта 2021 г.). – Москва: ООО «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2021. – С. 908.

220. **Бубнов, К.Н.** Параметрическая идентификация матричной модели теплофикаци-

онной турбины с применением генетического алгоритма / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XXI Бенардосовские чтения): Материалы международной научно-технической конференции (г. Иваново, 2 – 4 июня 2021 г.). В 3 т. Т. 2. – Иваново: ИГЭУ, 2021. – С. 320-322.

221. Жуков, В.П. Интеллектуальные системы мониторинга и диагностики энергетического оборудования ТЭС / В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский, А.Е. Барочкин, **К.Н. Бубнов**, А.Н. Беляков // Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики: I Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием (г. Ульяновск, 6 – 7 октября 2021 г.): Сборник трудов конференции. – Ульяновск: УлГТУ, 2021. – С. 9-13.

222. **Бубнов, К.Н.** Разработка математической модели энергетической характеристики конденсационной турбины с учетом схемы включения регенеративных подогревателей / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Тинчуринские чтения – 2022 «Энергетика и цифровая трансформация»: Сборник статей по материалам конференции (г. Казань, 27 – 29 апреля 2022 г.). В 3 т. Т. 2. – Казань: КГЭУ, 2022. – С. 109-112.

223. **Бубнов, К.Н.** Математическая модель статических режимов паровой турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Электромеханотроника и управление: Семнадцатая всероссийская (девятая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2022» (г. Иваново, 11 – 13 мая 2022 г.): Материалы конференции. В 6 т. Т. 4. – Иваново: ИГЭУ, 2022. – С. 111.

224. **Бубнов, К.Н.** Анализ параметрической чувствительности математической модели паровой турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: Сборник материалов VII Международной научно-практической конференции (г. Кемерово, 7 – 9 декабря 2022 г.) [Электронный ресурс]. – Кемерово: КузГТУ, 2023. – С. 110.1-110.5.

225. **Бубнов, К.Н.** Система мониторинга и диагностики проточной части паровой турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов Двадцать девятой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов (г. Москва, 16 – 18 марта 2023 г.). – Москва: ООО «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2023. – С. 908.

226. **Бубнов, К.Н.** Математическое моделирование и диагностика состояния подогревателя высокого давления / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Электромеханотроника и управление: Восемнадцатая всероссийская (десятая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2023» (г. Иваново, 16 – 18 мая 2023 г.): Материалы конференции. В 6 т. Т. 4. – Иваново: ИГЭУ, 2023. – С. 106.

227. **Бубнов, К.Н.** Матричное моделирование и диагностика состояния проточной части теплофикационной турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков, А.В. Голубев // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XXII Бенардосовские чтения): Материалы Международной научно-технической конференции (г. Иваново, 31 мая – 2 июня 2023 г.). В 3 т. Т. 2. – Иваново: ИГЭУ, 2023. – С. 368-371.

228. Жуков, В.П. Решение обратной задачи теплопередачи в регенеративных подогревателях турбоустановок с учетом фазового перехода в горячем теплоносителе / В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский, **К.Н. Бубнов** // Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики: III Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием (г. Ульяновск, 9 – 10 октября 2023 г.): Сборник трудов конференции. – Ульяновск: УлГТУ, 2023. – С. 24-28.

229. **Бубнов, К.Н.** Диагностика технического состояния системы регенерации теплофикационной турбины / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тезисы докладов Тридцатой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов (г. Москва, 29 февраля – 2 марта 2024 г.). – Москва: ООО «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2024. – С. 1016.

230. **Бубнов, К.Н.** Диагностика состояния регенеративных подогревателей высокого давления / **К.Н. Бубнов**, В.П. Жуков // Электромеханотроника и управление: Девятнадцатая Всероссийская (одиннадцатая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2024» (г. Иваново, 14 – 16 мая 2024 г.): Материалы конференции. В 6 т. Т. 4. – Иваново: ИГЭУ, 2024. – С. 99.

ПРИЛОЖЕНИЯ

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Свидетельства о государственной регистрации программ
для ЭВМ, разработанных по тематике диссертационного исследования**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022615258

**«Расчет энергетических характеристик
теплофикационной паровой турбины с учетом
характеристик экономичности отсеков ее проточной
части»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU), Барочкин Алексей Евгеньевич (RU)*

Заявка № 2022614039

Дата поступления 21 марта 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 30 марта 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022682363

**«Расчет профиля давления пара вдоль проточной части
и расходных характеристик конденсационной паровой
турбины»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU)*

Заявка № 2022681609

Дата поступления 11 ноября 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 22 ноября 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023618286

**«Расчет эффективной площади проходных сечений
отсеков паровой турбины по профилю давления вдоль
проточной части»**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU)*

Заявка № 2023617014

Дата поступления 12 апреля 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 апреля 2023 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023662771

**«Расчет установившихся режимов работы
энергетического оборудования на основании данных,
поступающих от штатных средств контроля»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU)*

Заявка № 2023661593

Дата поступления 02 июня 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 14 июня 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023662774

**«Расчет профиля давления пара вдоль проточной части
и расходных характеристик теплофикационной паровой
турбины»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU)*

Заявка № 2023661624

Дата поступления 02 июня 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 14 июня 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023684423

«Решение прямой и обратной задач теплопередачи для подогревателей питательной воды системы регенерации высокого давления конденсационной паровой турбины»

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир Павлович (RU)*

Заявка № 2023683372

Дата поступления 07 ноября 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 15 ноября 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023687166

«Программа автоматизированной обработки временных рядов технологических показателей энергетического оборудования»

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир Павлович (RU)*

Заявка № 2023686329

Дата поступления **28 ноября 2023 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **12 декабря 2023 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023687167

**«Решение прямой и обратной задач теплопередачи для
подогревателей системы регенерации высокого и
низкого давлений и сетевых подогревателей
теплофикационной паровой турбины»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир
Павлович (RU)*

Заявка № 2023686327

Дата поступления 28 ноября 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 12 декабря 2023 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024662938

«Программный комплекс автоматизированного мониторинга и технического диагностирования энергетического оборудования конденсационной паротурбинной установки с турбиной К-300-240 ЛМЗ»

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (RU)*

Авторы: *Бубнов Кирилл Николаевич (RU), Жуков Владимир Павлович (RU)*



Заявка № 2024661652

Дата поступления 16 мая 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 03 июня 2024 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 429b660fe35b31640a19618307304aa7
Владими́р Зубо́в Ю́рий Серге́евич
Действителен с 30.06.2015 по 02.06.2024

Ю.С. Зубов

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Документы, подтверждающие практическую реализацию
диссертационной работы**



ИНТЕР РАО
КОСТРОМСКАЯ ГРЭС

г. Волжаренск, Костромская область, Россия, 155901
Телефон: +7 (49453) 7-23-59 +7 (49453) 7-23-06 Факс: +7 (49453) 3-16-06
www.ipo-generation.ru

«Утверждаю»
Главный инженер
филиала «Костромская ГРЭС»
АО «Интер-РАО – Электрогенерация»



Мешков А.В.
15.04.2024 г.

Отзыв

о результатах научно-исследовательской работы
«Диагностика состояния энергетического оборудования паротурбинной
установки блока 300 МВт Костромской ГРЭС»

1. Научно-исследовательская работа «Диагностика состояния энергетического оборудования паротурбинной установки блока 300 МВт Костромской ГРЭС» была выполнена коллективом сотрудников Ивановского государственного энергетического университета: д.т.н. проф. Жуков В.П., асп. Бубнов К.Н., асп. Фомичев М.Н., студ. Кузнецов М.А.

2. В рамках данной работы разработаны матричные математические модели ряда подсистем оборудования паротурбинной установки блока 300 МВт Костромской ГРЭС, выполнено сравнение расчетных результатов с замеренными результатами, показана достоверность и обоснованность предложенного математического описания.

3. Предложенные математические модели оборудования Костромской ГРЭС использованы при разработке программного комплекса «Диагностика состояния энергетического оборудования паротурбинной установки блока 300 МВт Костромской ГРЭС», который включает в себя:

а) Модуль диагностики состояния поверхностей нагрева конденсатора турбины. Выполненный расчетный анализ показал, что решение задачи диагностики позволяет при заданном объеме используемых замеренных данных в режиме реального времени диагностировать состояние поверхностей нагрева конденсатора и на ранних стадиях оперативно определять загрязнение поверхностей теплообмена.

б) Модуль непрерывного мониторинга и диагностики технического состояния паровой турбины по изменению распределения давления по ее проточной части. Данный модуль может решить основные типы задач по определению состояния паровой турбины: задача диагноза (определение состояния, в котором находится паровая турбина в текущий момент времени); задача прогноза (определение состояния проточной части в некоторый будущий

момент времени). Кроме того, приведенные результаты моделирования продемонстрировали адекватность и перспективность использования коэффициентов пропускной способности отсеков для идентификации и локализации дефектов проточной части паровой турбины. Расчет и представление коэффициентов пропускной способности отсеков паровой турбины в графическом виде дает следующие возможности: анализировать зависимость коэффициентов пропускной способности отсеков паровой турбины от расхода свежего пара; определить изменение площади проходного сечения отсеков паровой турбины; установить момент изменения коэффициентов пропускной способности отсеков паровой турбины и выявить причину, приведшую к данному изменению; оценить качество модернизации или ремонта проточной части и диафрагменных и периферийных уплотнений.

в) Модуль диагностики состояния поверхностей нагрева подогревателей системы регенерации паровой турбины высокого и низкого давления. Диагностика состояния поверхностей нагрева теплообменных аппаратов позволяет своевременно выявлять загрязнение и наличие дефектов, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать возможное развитие аварийных и нештатных ситуаций и оперативно их устранять. Анализ показал, что предложенная модель и исследование ее чувствительности позволяют при ограниченном объеме используемых экспериментальных данных диагностировать состояние поверхностей нагрева охладителя дренажа, собственно подогревателя и охладителя пара. Кроме этого, представленная модель позволяет диагностировать состояние дроссельной шайбы и контролировать расход питательной воды через охладитель пара и охладитель дренажа при ограниченном объеме используемых показаний штатных приборов.

Данный программный комплекс может быть использован для диагностики состояния работающего оборудования, оценки его эффективности и оценки возможности перехода от проведения планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по состоянию.

Начальник ПТО



Балдин С.Н.

Балдин Сергей Николаевич
(49453) 7-23-65



«Утверждаю»

Инженера по эксплуатации
Самарского автозавода

Кузьмин С. Н.

14» 05 2024

Акт внедрения

результатов научно-исследовательской работы «Диагностика состояния энергетического оборудования ТЭЦ ВАЗа»

В рамках совместных научных исследований, проводимых сотрудниками ПТО ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти) и Ивановским государственным энергетическим университетом (г. Иваново) в безвозмездное пользование ТЭЦ ВАЗ переданы следующие результаты научно-исследовательских работ:

Математическое описание и программный комплекс «Диагностика состояния энергетического оборудования паротурбинной установки ТЭЦ ВАЗа», позволяющий в оперативном режиме диагностировать состояние проточной части турбины, состояние поверхностей нагрева конденсатора, сетевых подогревателей и подогревателей низкого и высокого давления системы регенерации паровой турбины (авторы: д.т.н. проф. Жуков В.П., асп. Бубнов К.Н., асп. Фомичев М.Н., студ. Кузнецов М.А.)

Результаты в настоящее время используются в целях мониторинга и оперативной диагностики состояния энергетического оборудования, эксплуатируемого на ТЭЦ ВАЗа.

Предложенный подход в будущем планируется к использованию для диагностики состояния работающего оборудования, своевременному и качественному планированию ремонтных работ, связанных с определением срока очисток трубных поверхностей нагрева сетевых подогревателей и конденсаторов турбоагрегатов, а также для определения объемов ремонтных работ капитального характера по проточной части турбин в качестве дополнительного метода контроля с помощью эндоскопического оборудования.

Начальник ПТО

Е.Ю.Сарычев

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

ФГБОУ ВО «Ивановский

государственный энергетический

университет имени В.И. Ленина»



А.В. Гусенков

2 марта 2023 г.

АКТ

внедрения в учебный процесс ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» результатов диссертационной работы Бубнова Кирилла Николаевича

Настоящим подтверждаю, что программный комплекс «Расчет энергетических характеристик теплофикационной паровой турбины с учетом характеристик экономичности отсеков ее проточной части», разработанный научным коллективом кафедр «Прикладная математика» и «Тепловые электрические станции» ИГЭУ (д.т.н., профессор Жуков В.П., к.т.н., доцент Барочкин А.Е., аспирант Бубнов К.Н.), используется при проведении лабораторных работ по дисциплинам «Математическое моделирование» и «Организация контроля эффективности топливоиспользования на ТЭС», реализуемым в рамках подготовки магистров по направлению подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» (профиль «Тепловые электрические станции»).

Использование программного комплекса способствует эффективному усвоению обучающимися учебного материала в части формирования практических навыков работы в предметной области по дисциплинам «Математическое моделирование» и «Организация контроля эффективности топливоиспользования на ТЭС», а также расширению тематик выполняемых ими научно-исследовательских работ.

Акт составлен на теплоэнергетическом факультете ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

Декан теплоэнергетического
факультета ИГЭУ,
к.т.н., доцент

С.Б. Плетников

Заведующий кафедрой
«Тепловые электрические
станции» ИГЭУ,
к.т.н., доцент

С.Д. Горшенин