

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук
(ИСЭМ СО РАН)

На правах рукописи



Алексеюк Виталий Эдуардович

**КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ
МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ
И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЛОЖНЫХ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

Специальность 05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Клер Александр Матвеевич

Иркутск 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ОЦЕНКА ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ	16
1.1 Обзор публикаций по тематике исследования.....	16
1.2 Трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния.....	23
1.2.1 Первый этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок	26
1.2.2 Второй этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок	33
1.2.3 Третий этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок	36
1.3 Новая постановка оптимизационной задачи на третьем этапе идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок.....	37
1.4 Метод учета влияния изменения режима работы теплоэнергетической установки на эффективность работы входящих в ее состав элементов	42
1.5 Оценка точности выполнения идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок	45
1.5.1 Подход к оцениванию погрешности математической модели и используемой методики расчета.....	45
1.5.2 Критерии точности, выполненной идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок	48
1.6 Выводы по главе 1	50
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГОБЛОКА.....	52
2.1 Расчетная схема и математическая модель котельного агрегата ЕП-630-13,8- 565 БТ	52

2.2 Расчетная схема и математическая модель турбоустановки К-225-12,8-3Р .	56
2.3 Подробная математическая модель теплового и гидравлического расчета конденсатора турбоустановки	59
2.4 Выводы по главе 2.....	69
ГЛАВА 3. ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКС, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ВЫПОЛНЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК	
3.1 Описание программно-вычислительного комплекса	71
3.2 Основные блоки программно-вычислительного комплекса	72
3.2.1 Блок моделирования теплоэнергетической установки	72
3.2.2 Блок расчета параметров математической модели теплоэнергетической установки.....	74
3.2.3 Блок постановки оптимизационной задачи.....	76
3.2.3 Блок оптимизационного расчета математической модели теплоэнергетической установки	77
3.2.4 Блок выполнения оптимизации режимов работы теплоэнергетической установки.....	79
3.2.5 Блок постановки задачи идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки.....	79
3.2.5 Блок идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки	80
3.2.6 Блок оценивания точности выполненной идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки.....	81
3.3 Выводы по Главе 3	82
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ	
	84

4.1 Исходные данные, принятые при идентификации параметров математической модели исследуемого энергоблока	84
4.2 Идентификация параметров математической модели энергоблока	87
4.2.1 Первый этап идентификации математической модели энергоблока.....	87
4.2.2 Второй этап идентификации математической модели энергоблока	92
4.2.3 Третий этап идентификации математической модели энергоблока.....	94
4.3 Оптимизации режимов работы исследуемого энергоблока	99
4.4 Примеры оптимизационных исследований с использованием настроенной математической модели энергоблока.....	101
4.4.1 Определение оптимального значения давления пара в конденсаторе турбоустановки.....	102
4.4.2 Исследование влияния впрыска охлаждающей воды в линию промежуточного перегрева пара на снижение энергетической эффективности энергоблока	104
4.5 Выводы по главе 4.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	117
Приложение А	132
Приложение Б	147
Приложение В.....	155

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Тепловые электрические станции (ТЭС), в том числе конденсационные электростанции (КЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), работающие на сжигаемом топливе, продолжают составлять основу электроэнергетики Российской Федерации, особенно в регионах Урала и Сибири. Согласно исследованиям, более 60% от общей выработки электроэнергии в России приходится на ТЭС и электростанции промышленных предприятий [1; 2]. Подобная картина наблюдается и в распределении установленной мощности электростанций ЕЭС России – более 65% приходится на агрегаты ТЭС. Более того, сохраняется тенденция широкого использования сжигаемого органического топлива, преимущественно угля, для выработки электрической и тепловой энергии на ТЭС во всем мире, что подтверждается статистическим исследованием BP Statistical Review of World Energy [3]. По некоторым прогнозам, несмотря на всё возрастающую роль возобновляемых источников энергии, ожидается рост потребления угольного топлива в ближайшие десятилетия [4; 5].

Из этого следует, что ископаемый уголь и другие виды органического топлива являются основным источником тепловой и электрической энергии в России и мире. Следовательно, задачи повышения энергетической и экономической эффективности эксплуатации основного оборудования ТЭС, работающих на сжигаемом топливе, являются одними из самых актуальных и заслуживают внимания.

Современные теплоэнергетические установки (ТЭУ), такие как угольные энергоблоки и входящие в их состав котельные агрегаты, паровые турбины и вспомогательное оборудование ТЭС, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообразным элементным составом и режимами функционирования. Ввиду этого основными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования ТЭС являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимиза-

ции. Также следует отметить, что математические модели, разрабатываемые для существующих теплоэнергетических установок, должны быть должным образом настроены (идентифицированы) и с достаточной точностью отражать реальные процессы, протекающие в них при характерных режимах работы. Следовательно, задача идентификации параметров (или настройки) математических моделей ТЭУ должна выполняться в комплексе с оцениванием состояния и оптимизационными вычислениями исследуемых теплоэнергетических установок.

Преимущества использования современных электронно-вычислительных машин (ЭВМ) для математического моделирования ТЭУ и ТЭС очевидны. Математические модели исследуемого оборудования вкупе с эффективными методами оптимизации их режимов работы позволяют без значительных капиталовложений заметно увеличить эффективность эксплуатации ТЭУ и, следовательно, уменьшить топливные издержки. Вопрос оптимизации параметров как отдельных агрегатов электростанции, так и ТЭС в целом, особенно актуален в связи с большой изношенностью установленного теплоэнергетического оборудования и переходом энергосистем к работе в условиях рыночных отношений.

Важно подчеркнуть, что поиск наиболее эффективных путей решения проблем математического моделирования и оптимизации ТЭУ ведется достаточно давно, однако остается незаконченным до настоящего времени. Задачи оптимизации режимов работы ТЭУ или распределения нагрузок между агрегатами ТЭС, решение которых основано на использовании математических моделей, являются сложными задачами нелинейного математического программирования, связанными со значительными вычислительными трудностями.

Таким образом, для успешного решения задач оперативного управления, оценивания состояния и оптимизации режимов работы ТЭУ и ТЭС необходимо наличие: относительно быстродействующих математических моделей агрегатов ТЭС, достаточно точно отражающих их текущее состояние, и эффективных методов математического программирования, использующих эти модели для оперативного управления режимами работы и оптимизации функционирования ТЭС. Однако такой подход еще не получил широкого распространения в связи с рядом

трудностей, возникающих при моделировании сложных иерархически организованных теплоэнергетических объектов и систем, при решении проблемы идентификации математических моделей при изменяющемся фактическом состоянии ТЭУ и при постановке и решении оптимизационных задач.

Таким образом, существует необходимость в разработке комплексной методики, объединяющей в себе решения задач идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок, оценивания состояния и оптимизации режимов работы данных энергоустановок.

Цель работы

Целью данной работы является разработка комплексной методики идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок, оценивания состояния и выполнения оптимизации режимов их функционирования. Данная методика предполагает использование одной модели исследуемой энергоустановки для решения всех вышеперечисленных задач в одном цикле расчетов, с применением программно-вычислительного комплекса.

Основные задачи исследований:

1. Разработка трехэтапной методики идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния, выполняемой по результатам замеров в нескольких режимах работы энергоустановки.

2. Создание новой постановки оптимизационной задачи при идентификации параметров математических моделей ТЭУ для ускорения сходимости и повышения точности решения поставленной задачи.

3. Разработка критериев точности, предназначенных для оценки относительных невязок как отдельных измеряемых контрольных параметров, так и суммарной невязки при решении задачи идентификации параметров математической модели ТЭУ.

4. Построение подробной математической модели современного угольного паротурбинного энергоблока, пригодной для выполнения оптимизационных расчетов модифицированным градиентным методом.

5. Разработка программно-вычислительного комплекса, предназначенного для математического моделирования, выполнения идентификации параметров математических моделей ТЭУ, оценивания состояния и проведения оптимизационных исследований режимов их функционирования.

6. Проведение цикла необходимых оптимизационных исследований для апробации разработанных методик, а именно идентификация параметров математической модели по результатам контрольных замеров, оценивание состояния, оптимизация режимов его функционирования, и оптимизационные расчеты, применительно к исследуемому в работе энергоблоку.

Объект исследования: действующие теплоэнергетические установки на органическом топливе, на примере пылеугольного паротурбинного энергоблока с промежуточным перегревом пара мощностью 225 МВт.

Предмет исследования: численные методы, направленные на согласованную настройку по результатам замеров математических моделей действующих ТЭУ, оценивание состояния и оптимизацию режимов работы.

Научная новизна:

- Разработана трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей действующих теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния по результатам замеров, выполненных в нескольких режимах работы, позволяющая более эффективно выявлять замеры с грубыми погрешностями измерений и значительно повысить точность настройки математических моделей энергоустановок.

- Предложена новая постановка оптимизационной задачи при идентификации параметров математических моделей ТЭУ, основанная на методе взвешенных наименьших модулей, предназначенная для ускорения сходимости оптимизационного процесса и повышения точности решения поставленной задачи.

- Разработан метод учета влияния изменения режима работы ТЭУ на значения настраиваемых коэффициентов эффективности в математических моделях соответствующих элементов расчетной схемы установки, на примере математической модели отсека турбоустановки.

- Представлен подход к оцениванию суммарной погрешности идентификации математической модели ТЭУ, состоящей как из погрешности датчиков, используемых для получения замеров, так и погрешности самой математической модели и методики расчета.

- Разработаны критерии точности, предназначенные для сравнительной оценки невязок как отдельных замеряемых контрольных параметров, так и суммарной остаточной невязки при решении задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ.

- Построена подробная математическая модель современного паротурбинного пылеугольного энергоблока мощностью 225 МВт, пригодная для выполнения оптимизационных расчетов модифицированным градиентным методом, и разработана модель теплового и гидравлического расчета конденсатора турбины.

- Разработан программно-вычислительный комплекс, предназначенный для математического моделирования, выполнения расчетов по идентификации параметров математических моделей ТЭУ, оценивания состояния и проведения оптимизационных исследований режимов их функционирования.

Практическая значимость

Разработанная комплексная методика направлена на более эффективную и точную настройку математических моделей ТЭУ и ТЭС по результатам замеров контрольных параметров, оценивание состояния и выполнения оптимизационных расчетов режимов работы теплоэнергетических установок, что может применяться при моделировании, оценивании состояния и оптимизации режимов работы действующих энергетических установок и электростанций, а также других технических систем.

Методология и методы исследования

Математическая модель исследуемого в настоящей работе энергоблока была построена с использованием программно-вычислительного комплекса СМПП-ПК, разработанного в ИСЭМ СО РАН. Применяемые в разработке математические модели элементов котельного агрегата, турбоустановки и электрогенератора основаны на достоверных методах расчета теплоэнергетических агрегатов.

В настоящей работе используется методология системных исследований сложных теплоэнергетических установок. Все вычисления, выполненные в рамках данной работы, основаны на применении градиентных методов нелинейной оптимизации, позволяющие при малом времени расчетов получать все необходимые расчетные данные, значения целевой функции, оптимизируемых параметров, ограничений задач оптимизации и критериев эффективности.

Автор защищает

1. Трехэтапную методику идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния, позволяющую значительно повысить точность настройки математических моделей ТЭУ.

2. Новую постановку оптимизационной задачи при идентификации параметров математических моделей ТЭУ для ускорения сходимости и повышения точности решения поставленной задачи.

3. Метод, позволяющий учесть влияние изменения режима работы ТЭУ на изменение некоторых настраиваемых коэффициентов в соответствующих математических моделях элементов расчетной схемы исследуемой установки.

4. Подход к оцениванию суммарной погрешности идентификации математической модели ТЭУ, состоящей как из погрешности датчиков, используемых для получения замеров, так и погрешности самой математической модели и методики расчета.

5. Разработанные критерии точности, предназначенные для оценки невязок как отдельных измеряемых контрольных параметров, так и суммарной невязки при решении задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ

6. Подробную математическую модель современного энергоблока мощностью 225 МВт, пригодную для оптимизационных расчетов с помощью модифицированного градиентного метода.

7. Программно-вычислительный комплекс, предназначенный для математического моделирования, выполнения идентификации параметров математических моделей ТЭУ, оценивания состояния и проведения оптимизационных расчетов.

8. Результаты выполненных оптимизационных расчетов, апробирующих разработанные автором методики и повышающие эффективность функционирования исследуемого в работе энергоблока.

Личный вклад автора

- При активном участии автора разработана трехэтапная методика идентификации математических моделей существующих теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния, а также предложена новая постановка оптимизационной задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ.

- Автором разработан метод, позволяющий учесть влияние режима работы ТЭУ на изменение некоторых коэффициентов в соответствующих математических моделях элементов расчетной схемы установки.

- При участии автора создан подход к оцениванию суммарной погрешности с учетом как погрешности датчиков, используемых для получения замеряемых параметров, так и погрешности расчетной методики и математической модели установки.

- Автором разработаны критерии точности, позволяющие оценить выполненную настройку математической модели ТЭУ с учетом замеров и проводить относительные сравнения разных постановок оптимизационных задач идентификации моделей энергоустановок.

- Автором лично построена подробная математическая модель современного пылеугольного паротурбинного энергоблока мощностью 225 МВт и математическая модель теплового и гидравлического расчета конденсатора турбины.

- Автором разработан программно-вычислительный комплекс, предназначенный для математического моделирования, выполнения идентификации параметров математических моделей ТЭУ, оценивания состояния и проведения оптимизационных исследований режимов функционирования исследуемых установок.

- Лично автором проведены все необходимые расчеты для апробации разработанных методик и выполнения оптимизационных исследований режимов работы рассматриваемой энергоустановки, выполнен анализ по результатам работы и сделаны выводы.

Соответствие паспорту специальности

Научная квалификационная работа соответствует пунктам паспорта специальности ВАК 05.13.18 – «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ»:

Пункт 5. «Комплексные исследования научных и технических проблем с применением современной технологии математического моделирования и вычислительного эксперимента». Диссертация содержит описание комплексной методики идентификации параметров математических моделей, оценивания состояния и оптимизации режимов работы сложных теплоэнергетических установок. Данная методика предполагает использование одной модели исследуемой энергоустановки для решения всех вышеперечисленных задач в одном цикле расчетов, с применением разработанного автором программно-вычислительного комплекса. В четвертой главе диссертации представлены результаты вычислительных экспериментов, реализующих данную методику.

Пункт 6. «Разработка новых математических методов и алгоритмов проверки адекватности математических моделей объектов на основе данных натурального эксперимента». В первой главе диссертации описывается трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей энергоустановок с учетом их текущего состояния по результатам замеров контрольных параметров; приводится новая постановка оптимизационной задачи с минимизацией целевой функции, в оптимальной точке соответствующей минимальной сумме модулей относительных отклонений; дается описание метода, учитывающего влияние изменения режима работы установки на значения настраиваемых коэффициентов эффективности в элементах математической модели данной установки; представлены критерии точности, позволяющие получить относительные отклонения измеряемых контрольных параметров и оценить влияние погрешности самой математической модели и расчетной методики.

Пункт 8. «Разработка систем компьютерного и имитационного моделирования». Во второй главе диссертации представлена разработанная автором подробная математическая модель современного паротурбинного пылеугольного энерго-

блока, предназначенная для оптимизационных расчетов модифицированным градиентным методом; описывается разработанная математическая модель теплового и гидравлического расчета конденсационной установки, входящей в состав данного энергоблока. В третьей главе диссертации приводится описание программно-вычислительного комплекса, предназначенного для математического моделирования, идентификации параметров, оценивания состояния и оптимизации режимов работы сложных теплоэнергетических установок.

Степень достоверности и апробации результатов

Разработанная математическая модель теплоэнергетической установки и полученные научные результаты имеют высокую степень достоверности в виду использования в настоящей работе математических моделей элементов котельного агрегата и турбоустановки, основанных на апробированных методах расчёта теплоэнергетического оборудования, таких как нормативные методы теплового, гидравлического и аэродинамического расчета котельного агрегата, уравнения энергетического и теплового баланса энергоносителей, уравнения теплопередачи и теплообмена и другие. Адекватность используемой математической модели энергоблока подтверждается ее соответствием реальным режимам функционирования, а также согласованностью полученных на настроенной математической модели ТЭУ результатов с замерами, выполненными на данной установке.

Все оптимизационные вычисления, выполненные в рамках данной работы, основаны на применении градиентных методов нелинейной оптимизации, позволяющие с высокой точностью получать все необходимые расчетные данные, значения целевой функции, оптимизируемых параметров, ограничений задач оптимизации и критериев эффективности.

Основные положения работы обсуждались на следующих конференциях.

- Конференция-конкурс научной молодежи «Системные исследования в энергетике» (Иркутск 2016 – 2018 гг.)
- Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск 2016 – 2018 гг.)

- Междисциплинарная научно-практическая конференция Иркутского научного центра на английском языке (Иркутск, 2017 г.)
- Всероссийская молодежная конференция с международным участием "Системные исследования в энергетике - 2019" (Иркутск, 2019 г.)
- ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management / Энергетика XXI века: Устойчивое развитие и интеллектуальное управление (Иркутск, 2020 г.)

Публикации

По теме диссертации было опубликовано 13 научно-исследовательских работ, в том числе 2 статьи в журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России для опубликования основных результатов диссертационных исследований на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук, и 2 статьи, индексируемых в международной базе данных Scopus.

Структура и объём диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, содержащего 134 источника, и трех приложений. Работа изложена на 158 страницах текста, содержит 15 рисунков и 20 таблиц.

Во введении описывается актуальность настоящей работы. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы существующих ТЭС и входящих в их состав ТЭУ, работающих на сжигаемом топливе, является единственным эффективным методом исследования теплоэнергетических установок и повышения эффективности их функционирования.

В первой главе приведен анализ публикаций, выполненных в различные годы отечественными и зарубежными исследователями по данной тематике. Делается вывод о необходимости разработки комплексной методики идентификации параметров математических моделей, оценивания состояния и оптимизации режимов функционирования ТЭУ. В главе излагается постановка задачи трехэтапной методики идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования по результатам испытаний на исследуемом оборудовании ТЭС. Приводятся математические формулировки задач каж-

дого из этапов методики, в том числе и новая постановка оптимизационной задачи при идентификации математической модели ТЭУ, а также предлагаемый автором подход к оценке достигнутой точности настройки математической модели с учетом текущего состояния исследуемой энергоустановки.

Вторая глава посвящена описанию математических моделей котельного агрегата, турбоустановки и исследуемого энергоблока в целом. Приводится описание построенной автором подробной математической модели теплового и гидравлического расчета конденсатора турбины.

В третьей главе представлена структура программно-вычислительного комплекса, предназначенного для построения математических моделей теплоэнергетического оборудования, решения задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ, оценивания состояния и выполнения оптимизационных расчетов исследуемого оборудования ТЭС.

В четвертой главе приводятся результаты решения задач идентификации параметров построенной модели энергоблока с учетом его текущего состояния по результатам испытаний. Приводится несколько примеров параметрической оптимизации, настроенной математической модели энергоблока с целью повышения эффективности его функционирования. Кроме того, приводятся два примера оптимизационных исследований энергоблока с применением настроенной математической модели энергоблока.

В заключении представлены выводы по основным результатам работы.

В приложении А приводятся исходные данные для выполнения идентификации параметров математической модели исследуемого энергоблока.

В приложении Б приводятся результаты выполненной идентификации параметров математической модели исследуемого в работе энергоблока с указанием достигнутой точности настройки модели установки.

В приложении В приводятся результаты оптимизационных исследований режимов работы исследуемого энергоблока.

Работа выполнена в отделе теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

ГЛАВА 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ОЦЕНКА ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В данной главе приводится обзор публикаций, посвященных решению задач идентификации параметров математических моделей, оценивания состояния и оптимизации режимов работы существующих теплоэнергетических установок, электроэнергетических и трубопроводных систем. Излагается постановка задачи трехэтапной методики идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок и подход к оцениванию достигнутой точности настройки этих моделей на текущее состояние данного оборудования.

1.1 Обзор публикаций по тематике исследования

Первые работы в области математического моделирования паровых турбин были выполнены в начале 60-х годов за рубежом [6 – 8]. Последующий за этим колоссальный рост производительности ЭВМ в значительной степени повлиял на внедрение принципов математического моделирования и оптимизации сложного теплоэнергетического оборудования ТЭС. Так, начали разрабатываться математические модели, построенные на основе нормативных методик определения параметров. Преимущества данного подхода очевидны: он позволяет достаточно быстро производить расчеты необходимых параметров ТЭУ, однозначно определяющих расчетный режим работы исследуемой установки.

Общеизвестно, что при оптимизации параметров математических моделей ТЭУ особую сложность представляет решение большой системы нелинейных уравнений, поэтому в некоторых работах задача оптимизации режимных параметров ТЭУ сводится к задаче линейного программирования [9 – 12], для которой существует достаточно большое количество эффективных методов решения.

Представление целевой функции оптимизационной задачи, а также ограничений-равенств и ограничений-неравенств в линейном виде позволяет решить проблему учета ограничений в виде неравенств. Однако, такой метод не лишен недостатков, линеаризация нелинейных зависимостей приводит к существенным погрешностям и порой к неоптимальным или недопустимым решениям. Наиболее эффективными методами решения подобных задач в настоящее время являются градиентные методы нелинейного программирования.

Стоит отметить, что выделяются два основных направления математического моделирования и оптимизации ТЭУ: модели проектируемых и перспективных энергоустановок на основе конструкторских расчетов и модели существующих ТЭУ и ТЭС, разрабатываемые на основе поверочных расчетов. В работах многих авторов рассматриваются методики и подходы решения задач обоих направлений. Работы коллектива авторов СГТУ во главе с А.И. Андриющенко [13; 14], относятся к первому направлению моделирования и оптимизации ТЭУ.

Сотрудники Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ранее Сибирский энергетический институт) в разные годы предлагали различные способы решения задач оптимизации параметров ТЭУ, ТЭС и энергосистем. Данные подходы подробно изложены в трудах Л.С. Попырина, Ю.В. Наумова, Г.Б. Левенталья и других [15 – 34]. В работах этих исследователей приводятся методики поиска наиболее эффективной последовательности решения системы нелинейных уравнений, методы решения системы балансовых уравнений, методы аппроксимации сложных зависимостей, метод определения исходного допустимого решения, подходы к оптимизации ТЭУ в условиях неоднозначности исходной информации и ряд других. В более ранних работах за основу принимался метод компиляции программ из стандартного набора процедур, каждая из которых предназначалась для расчета однотипных элементов технологической схемы. В поздних работах исследовались более сложные математические модели энергетических установок и связей между ними.

Ф.А. Вульман в своих работах [35 – 37] применял принципы модульного программирования при математическом моделировании энергетического оборудо-

дования. Он также предложил оригинальный подход к разработке программно-вычислительного комплекса с целью автоматизации математического моделирования ТЭУ. Другим распространенным подходом решения вышеприведенных задач является метод сплошного перебора множества вариантов и схем, заданных заранее [38 – 43]. В работах [41 – 43] использовались оригинальные методы термодинамического анализа в совокупности с достаточно простыми моделями для совершенствования моделирования сложных теплоэнергетических установок.

В институте машиностроения Академии наук Украины под руководством Л.А. Шубенко-Шубина и А.А. Палагина были разработаны подходы к моделированию турбоагрегатов, основанные на методах математической логики [44 – 47]. Также следует отметить алгоритм и методику, предназначенные для расчета оптимального режима работы ТЭЦ и построения эквивалентных характеристик [48]. Данная методика была разработана во ВНИИЭ и получила широкое распространение при управлении и планировании в электроэнергетических системах.

Необходимо отметить разработанный в МЭИ под руководством Э.К. Аракеляна подход к выбору состава работающего оборудования ТЭЦ и ее проектированию с использованием средств ЭВМ [49; 50]. Методика подразумевает предварительную фрагментацию и эквивалентирование установленного на электростанции оборудования с последующим построением энергетических характеристик оборудования. Кроме того, в данных работах отражен метод настройки математических моделей с целью учета фактического состояния по результатам замеров контрольных параметров.

Труды Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинникова [51 – 53] и Г.Д. Крохина, М.Я. Супруненко [54], выполненные в НГТУ, являются одними из первых, где поднималась проблема идентификации математических моделей ТЭУ и оценивания состояния режимов их функционирования. Авторами предлагалась оригинальная методика согласования уравнений теплового и энергетического балансов. Однако стоит отметить, что данный подход не решил всех проблем диагностики оборудования, в частности в постановке задачи оценивания состояния отсутствовали постоянные коэффициенты, определяющие фактическое состояние оборудования и

не поддающиеся прямому измерению. Более того, не была учтена взаимосвязь между погрешностью приборов, использованных для получения контрольных замеров, и погрешностью измерений параметров.

В области электроэнергетических систем вопросы оценивания состояния и идентификации с учетом погрешности измерений изучались в ИСЭМ СО РАН А.З. Гаммом и его коллегами, начиная с 70-х годов прошлого столетия [55 – 60]. В [59] задачи оценивания состояния и идентификации параметров ЭЭС решаются на основе идеологии контрольных уравнений. Кроме того, описывается подход, позволяющий выявлять так называемые «плохие» замеры контрольных параметров. Согласно методике, система уравнений балансов разделяется на базисную, из которой могут быть вычислены не измеряемые параметры, и небазисную (также называемую контрольной), позволяющей выявить грубые ошибки в измерениях по невязкам уравнений. Однако, подход в целом носит эвристический характер, и успех анализа корректности измерений зачастую зависит от правильного деления исходной системы уравнений на базисную и небазисную, а также от того, каким способом была сформирована линейная комбинация контрольных уравнений и выбраны переменные, исключаемые из состава контрольных уравнений.

Оценивание состояния и идентификация параметров математических моделей выполняются и при исследовании трубопроводных систем. Одним из примеров решения таких задач являются работы Н.Н. Новицкого и его коллег [61 – 64]. В данных работах представлен комплексный подход к решению широкого круга задач и методов оценивания состояния режимов гидравлических и трубопроводных систем. Следует отметить, что в работах значительное внимание было уделено вопросам детектирования ошибочной информации в измерениях [61].

Важно отметить, что с одной стороны имеются значительные успехи в решении задач моделирования, оценивания состояния и диагностики трубопроводных, электроэнергетических и других технических систем. Но с другой стороны, проблемы идентификации параметров, оценивания состояния и оптимизации режимов работы сложных теплоэнергетических систем, таких как современные угольные энергоблоки, газотурбинные и парогазовые установки и другие агрегаты

ТЭС, практически не нашли приемлемого решения из-за сложности объектов исследования и их математических моделей, а также в связи с отсутствием эффективных методов, алгоритмов и компьютерных программ решения необходимых математических задач. Результаты решения вышеперечисленных задач имеют важное самостоятельное значение и играют существенную роль для качественного решения проблем управления ТЭУ, например, для более эффективного распределения нагрузок между агрегатами ТЭС и оптимального управления режимами работы ТЭУ и ТЭС.

Задачи идентификации параметров математических моделей и оценивания состояния применительно к оборудованию ТЭС рассматривались в работах сотрудников ИСЭМ СО РАН А.М. Клера, Н.П. Декановой, А.В. Михеева, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой [65 – 81]. В данных работах рассматривались различные подходы к идентификации параметров математических моделей достаточно простых паровых котлов и турбоустановок, а также приводились методики оценивания состояния режимов ТЭУ в ходе эксплуатации. Среди ранних работ выделяются труды А.М. Клера и Н.П. Декановой [65; 69; 73; 74], в которых рассматриваются подходы к оптимизации математических моделей ТЭУ при оперативном управлении режимами ТЭЦ. В статье [66] предлагается согласованная методика диагностики исследуемого оборудования, основанная на совместном решении экстремальных оптимизационных задач оценивания состояния и идентификации характеристик ТЭУ. Более того, в работе [67] предложен подход к повышению качества исходной информации за счет снижения погрешностей в измерениях.

Исследования А.М. Клера, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой и П.В. Жаркова [78 – 81] являются одними из последних работ, посвященных данной тематике. В них рассматривается разработка «высокоскоростных» математических моделей основного оборудования ТЭС, позволяющих выполнять сложные оптимизационные расчеты режимов работы агрегатов ТЭЦ, а также описывается методика настройки математических моделей под реальное состояние исследуемого оборудования. Данная методика позволяет настроить коэффициенты математической модели таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математиче-

ской модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений.

Среди современных зарубежных работ можно отметить исследование, выполненное в Испании [82]. В данной работе приводится подход, заключающийся в мультимодальной оптимизации (вычисления в различных режимах работы оборудования) как основу для калибровки математической модели. Методика основана на генетическом алгоритме и посвящена настройке динамических нелинейных систем, таких как модели биологического роста и модели эффективного управления для увеличения прибыли. В работе [83] исследуется проблема обнаружения и диагностики неисправностей промышленного оборудования на примере электростанции. Работа [84], выполненная в одном из университетов Пекина, описывает методику оперативного контроля за производительностью паровой турбины, основанную на более точном измерении потоков теплоносителей и разработанном методе согласования полученных данных.

В ИСЭМ СО РАН накоплен богатый опыт математического моделирования и оптимизации ТЭУ и ТЭС. С конца 60-х годов XX века велись работы по созданию системы непроектного программирования, которая позднее была названа системой машинного построения программ (СМПП). Изначально данный программно-вычислительный комплекс применялся на ЭВМ БЭСМ-6 [28] и использовался для планирования вычислительного процесса расчета технологической схемы ТЭУ. Развитие компьютерных технологий и появление персональных компьютеров (ПК) побудило разработчиков модернизировать ПВК под новые платформы, после чего комплекс получил название СМПП-ПК [73; 85 – 87]. Система позволяет на основе имеющейся информации о элементном составе и связях между ними в технологической схеме ТЭУ автоматически генерировать программу расчета установки. В работах [87; 88] рассматриваются вопросы математического моделирования с использованием СМПП-ПК.

В настоящее время система представляет собой программно-вычислительный комплекс, отвечающий всем современным требованиям программирования и разработанный под все основные операционных системы. ПВК

позволяет проводить конструкторские и поверочные расчеты ТЭУ, используя разработанные математические модели основных элементов сложного теплоэнергетического оборудования. Математические модели основаны на достоверных и апробированных методах расчета (нормативные методы теплового, гидравлического и аэродинамического расчета котельного агрегата, энергетические и тепловые балансы энергоносителей и др.). Такой подход обладает рядом преимуществ: позволяет получить математические модели ТЭУ и его элементов с подробной детализацией (с доступом ко всем параметрам потоков и элементов оборудования), при этом учитывая особенности оборудования, а также формировать и решать оптимизационные задачи больших размерностей.

Высокая скорость и эффективность решения сложных оптимизационных задач при использовании ПВК возможна благодаря оригинальному градиентному методу решения систем нелинейных уравнений. Более подробно данный метод первого порядка «с памятью» описывается в [70 – 72]. В отличие от других подходов, при оптимизации поиск решения осуществляется за счет использования на очередном шаге оптимизационного процесса не только текущей информации о функциях и их производных, но и предшествующей, полученной на предыдущих шагах. Значительный вклад в решение задач математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭЦ с использованием вышеописанного ПВК внесли научные сотрудники ИСЭМ СО РАН А.М. Клер, Н.П. Деканова, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова и другие. В их работах [69 – 81; 89 – 93] рассмотрены подробные модели ТЭС со сложными схемами.

В настоящее время разработано несколько зарубежных ПВК, позволяющих разрабатывать математические модели теплоэнергетического и другого оборудования и выполнять оптимизационные расчеты. Компания КВС разработала программное обеспечение для имитационного моделирования и оптимизации технологических схем и агрегатов химической промышленности [94]. ПВК позволяет разрабатывать математические модели и схемы для расчета и оптимизации агрегатов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств и выводить полученные результаты в различных форматах. Но, с другой стороны, он имеет ряд

недостатков, таких как ограниченный набор элементов для разработки схем технологического оборудования и необходимость разработки заказчиком конкретных схем химических производств, что предъявляет повышенные требования к уровню владения данной программой. Кроме того, данный ПВК больше ориентирован на моделирование и оптимизацию агрегатов химической промышленности и не позволяет в полной мере разрабатывать математические модели ТЭУ и оптимизировать режимы работы теплоэнергетических установок и электростанций.

Другим примером эффективного программного комплекса является ПВК Thermoflow. Доктор Maher Elmasri, стоящий во главе разработки, выпустил ряд работ по расчетам газовых и парогазовых установок с применением ЭВМ [39; 40]. Данный ПВК, как и предыдущий, состоит из ряда модулей, позволяющих решать большое количество актуальных задач теплоэнергетики, например, проводить конструкторские и поверочные расчеты тепловых схем различных энергетических установок, а также осуществлять решение задачи компоновки ТЭЦ. В настоящее время ПВК Thermoflow является признанным лидером европейского рынка и более сотни различных учреждений по всему миру используют его [95]. Важно отметить, что наряду с достоинствами, вышеперечисленные ПВК не имеют эффективных блоков оптимизации параметров, позволяющих решать оптимизационные задачи больших размерностей.

Кроме прочего, можно выделить разработку [96], выполненную в ИСЭМ СО РАН, в которой рассматриваются информационные технологии, используемые в системных исследованиях энергетики, и предлагается оригинальный подход к интеграции данных технологий в рамках единого программного комплекса.

1.2 Трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния

Известно, что эффективность работы теплоэнергетических установок напрямую зависит от режимов эксплуатации и оперативного управления данным

оборудованием. В свою очередь для повышения эффективности управления основным оборудованием электростанции оперативному персоналу нужно иметь «обратную связь», другими словами отслеживать, как изменяются параметры оборудования и его показатели, которые трудно или невозможно замерить (расход сжигаемого топлива, КПД энергоблока, удельный расход топлива и др.) при изменении управляющих воздействий.

Кроме того, фактическое состояние теплоэнергетических установок меняется в ходе эксплуатации. Так, может происходить занос солями проточной части турбины, загрязнение теплообменных поверхностей котла, регенеративных подогревателей и другие изменения, оказывающие влияние на режим работы оборудования и его эффективность. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы ТЭУ, важными являются задачи оценивания режимов работы энергоустановок и идентификация параметров математических моделей ТЭУ.

Исследование методик идентификации параметров математических моделей ТЭУ, изложенных в предыдущем разделе работы, выявило присущие им недостатки, оказывающие негативное влияние на точность и корректность идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния.

Во-первых, задача идентификации решается успешно, когда среди замеренных параметров отсутствуют грубые ошибки измерения. Но, если среди замеров присутствуют «плохие» с грубыми ошибками измерения в каком-либо из рассматриваемых режимов работы, то данные ошибки перераспределяются между различными замеряемыми параметрами в одном режиме работы и, что важнее, между различными режимами. Такое перераспределение не позволяет однозначно определить ошибочный замер и приводит к неверным решениям.

В классических работах, посвященных робастности в статистике [97; 98], P.J. Huber и другие авторы подчеркивают необходимость удаления резко выделяющихся наблюдений из выборки исходных данных. При этом приемлемы как методы, включающие в себя субъективное удаление «промахов», так и методы, основанные на объективных правилах удаления с высокой пороговой точкой. В ра-

боте [98] отмечается, что совершенно непригодны неробастные программы для ЭВМ (например, реализующие метод наименьших квадратов) без встроенной проверки и без тщательного последующего анализа остатков. Таким образом, правила удаления с последующим оцениванием являются не чем иным, как робастными оценками. И на оценивание после субъективного удаления можно смотреть как на субъективные робастные процедуры, причем о таких процедурах можно делать даже количественные выводы. В работе [99] подробно рассматривается оценка погрешностей результатов измерений при однофакторном и многофакторном экспериментах. Авторами подчеркивается необходимость исключения из выборки значений «промахов», существенно удаленных от центра распределения, путем введения формального критерия, такого как «правило 3σ » для случая нормального распределения погрешностей.

Во-вторых, вышеизложенные методики не учитывают погрешности непосредственно самой математической модели исследуемого оборудования и расчетной методики. Математические модели основного теплоэнергетического оборудования ТЭС основаны на нормативных методах расчета и не всегда описывают реальные процессы с достаточной точностью. Это вносит дополнительные погрешности, которые должны быть учтены при решении задачи идентификации.

В-третьих, в большинстве вышеизложенных методик и подходов других авторов не исследуется вопрос оценки точности выполненной идентификации математических моделей ТЭУ. В связи с этим возникает необходимость разработки критериев точности методики идентификации и выполняемых с ее помощью расчетов по настройке математических моделей исследуемого оборудования по результатам опытных испытаний и замеров.

В настоящей работе предлагается трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей сложного теплоэнергетического оборудования, лишенная вышеизложенных недостатков. Суть идеи заключается в следующем: разбить оптимизационную задачу идентификации на три более простых задачи, которые будут решаться поэтапно, учитывая внесенные на предыдущих этапах идентификации изменения математических моделей и численные данные [100 –

103]. Каждый из этапов данной методики идентификации будет преследовать конкретную цель и включать в себя разные целевые функции, векторы оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств оптимизационной задачи. Данный подход позволит преодолеть вышеизложенные проблемы, повысить точность настройки математических моделей исследуемого оборудования ТЭС с учетом его текущего состояния и оценить корректность используемых при исследовании математических моделей.

Все оптимизационные расчеты, необходимые для получения расчетных параметров математической модели ТЭУ, значения целевой функции и ограничений-неравенств выполнялись модифицированным градиентным методом, разработанным в ИСЭМ СО РАН [105 – 107]. Более подробное описание данного метода расчета, позволяющего решать системы нелинейных уравнений большой размерности (несколько сотен оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств) с высокой точностью, приводится в главе 3.

1.2.1 Первый этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

На первом этапе решения задачи идентификации предлагается выявлять и исключать из дальнейшего расчета неточные замеры контрольных параметров, которые также можно назвать «плохими» замерами. Неточными являются значения тех контрольных параметров, которые находятся далеко за пределами заявленной точности средств измерений, использованных во время испытаний оборудования или снятия показаний.

Для выявления таких замеров предлагается решать задачу минимизации дополнительного оптимизируемого параметра ψ , отвечающего условию $\psi > 0$, который на данном этапе идентификации в оптимальной точке соответствует значению модуля максимального относительного отклонения (невязки) среди всех измеряемых контрольных параметров в одном конкретном режиме работы исследу-

емого оборудования. Относительная невязка измеряемых контрольных параметров – это разница между рассчитанным на математической модели значением контрольного параметра и значением, измеренным на реальном оборудовании при его испытании, отнесенная к среднеквадратичному отклонению значения датчика, используемого для получения данного замера. Среднеквадратическое отклонение определяется как квадратный корень из дисперсии измеряемого контрольного параметра и измеряется в единицах измерения данного параметра.

Важно отметить, что на первом этапе идентификации зачастую неизвестны значения настраиваемых коэффициентов математической модели. В связи с этим предлагается воспользоваться одним из двух подходов: либо использовать предыдущие значения коэффициентов, если идентификация проводилась ранее или есть значения коэффициентов подобной установки, либо задаться некоторыми средними значениями коэффициентов, учитывая текущее состояние элементов ТЭУ и другие известные особенности исследуемой установки. Вектор настраиваемых коэффициентов не включается в состав оптимизируемых параметров решаемой задачи на первом этапе идентификации.

При рассмотрении задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ выделяются следующие векторы параметров (автором было принято решение разграничить информационно-входные и информационно-выходные для математической модели измеряемые параметры. Оба вектора этих параметров участвуют в идентификации, входя в выражения ограничений-неравенств):

x_3 – вектор параметров, измеряемых на исследуемой установке и являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели. Это такие параметры, как температура и расход охлаждающей циркуляционной воды, поступающей в конденсатор турбины, температура воздуха на входе в котельный агрегат, температура подпиточной воды и другие;

u_3 – вектор параметров, измеряемых на установке и являющихся информационно-выходными (вычисляемыми) для математической модели. Это такие параметры, как давление и температура пара за отсеками турбины, температура пара за ради-

ационными и конвективными пароперегревателями котла, расходы воды или пара, мощность, вырабатываемая генератором турбоустановки и другие;

x_n – вектор параметров, которые не измеряются на реальной установке, но являются информационно-входными (задаваемыми) для модели. Это такие режимные параметры, как коэффициент избытка воздуха и расход натурального топлива в топке котельного агрегата, величины впрысков в пароохладители котла, напоры конденсатных и питательных электронасосов и другие (эти параметры включены в вектор оптимизируемых параметров, но не входят в выражения ограничений-неравенств оптимизационной задачи идентификации);

θ – вектор настраиваемых коэффициентов математической модели. В качестве настраиваемых коэффициентов обычно используются такие параметры как коэффициенты тепловой эффективности поверхностей теплообмена котла, гидравлические сопротивления теплообменников, внутренние относительные коэффициенты отсеков турбины и другие параметры, оказывающие влияние на физические процессы, происходящие в элементах математической модели исследуемой теплоэнергетической установки.

Для настройки вышеописанных коэффициентов модели используются замеры температур, давлений, расходов и мощности, в различных точках технологической схемы ТЭУ в нескольких установившихся режимах ее работы. Кроме того, необходимы значения точности датчиков, которые используются для получения соответствующих замеров контрольных параметров.

Математическая постановка первого этапа идентификации параметров математической модели ТЭУ в общем виде может быть представлена следующим образом.

$$\min_{x_n, x_3, \psi} \psi, \quad (1.1)$$

при условиях:

$$H(y_3, x_n, x_3) = 0, \quad (1.2)$$

$$G(y_3, x_H, x_3) \geq 0, \quad (1.3)$$

$$x_{3j} - \psi \cdot \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}} \leq x_{3j} + \psi \cdot \sigma_{xj}, \quad (1.4)$$

$$y_{3k} - \psi \cdot \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}} \leq y_{3k} + \psi \cdot \sigma_{yk}, \quad (1.5)$$

$$\sigma_x = (S_x \cdot \alpha_x) / 3, \quad (1.6)$$

$$\sigma_y = (S_y \cdot \alpha_y) / 3, \quad (1.7)$$

где H – вектор-функции ограничений-равенств, включающий в себя все уравнения математической модели ТЭУ и входящих в ее состав элементов расчетной схемы установки (уравнения теплопередачи, теплового баланса, уравнения расчета гидравлических сопротивлений, теплообмена и другие);

G – вектор-функции ограничений-неравенств, учитывающий физические и режимные ограничения на работу реального оборудования;

ψ – дополнительный оптимизируемый параметр, в оптимальной точке соответствующий модулю максимального относительного отклонения измеряемых параметров в одном рассматриваемом режиме работы установки (с верхней чертой – вектор параметров, полученных путем их измерения на установке, без верхней черты – вектор параметров, определяемых с помощью математической модели установки);

σ_x, σ_y – векторы среднеквадратичных отклонений векторов измеряемых параметров x_3 и y_3 соответственно;

j – порядковый номер измеряемого параметра x_3 ; $j = 1, \dots, N$, где N – количество измеряемых параметров x_3 ;

k – порядковый номер измеряемого параметра y_3 ; $k = 1, \dots, M$, где M – количество измеряемых параметров y_3 ;

S_x, S_y – векторы, содержащие верхние пределы измерения соответствующих датчиков, используемых для получения векторов замеров x_3 и y_3 соответственно;

α_x , α_y – векторы, содержащие классы точности соответствующих датчиков, используемых для получения векторов замеров x_z и y_z соответственно.

Начальные значения измеряемых контрольных параметров, рассчитанные на математической модели, определяются путем расчета параметров математической модели ТЭУ в процессе минимизации целевой функции. Более подробно о процессе оптимизационного расчета, а также об используемом при этом программно-вычислительном комплексе говорится в главе 3.

Важно подчеркнуть, что на данном этапе идентификации имеет значение лишь максимальная относительная невязка измеряемых параметров. Все остальные невязки параметров принимают случайное значение, меньшее максимальной. Следовательно, нет необходимости рассчитывать все относительные невязки параметров на первом этапе идентификации. Однако все относительные невязки параметров учитываются в выражениях ограничений-неравенств (1.4, 1.5), где задаются ограничения на минимум и максимум относительных невязок с учетом замеров контрольных параметров, точности датчиков и оптимизируемого параметра ψ .

Как было отмечено, главной целью оптимизационного расчета на первом этапе идентификации является выявление «плохих» замеров, приводящих к значительному ухудшению точности выполняемого расчета. В данной работе используется так называемое правило "трех сигм", так как доверительная вероятность в данном случае равняется 0,997 [55, 99, 108]. Это позволяет с достаточным основанием утверждать, что все возможные случайные погрешности измерения, распределенные по нормальному закону распределения погрешностей, практически не превышают по абсолютному значению трех сигм (среднеквадратичных отклонений).

В уравнениях (1.4; 1.5) вместо множителя равного 3,0 используется минимизируемый дополнительный параметр ψ , изначально задаваемый большим числом 50-100. Это необходимо для того, чтобы учесть, как погрешности используемых средств измерений, так и несовершенство методики расчета, и возможные ошибки в математических моделях элементов исследуемой ТЭУ. Кроме того, как было отмечено выше, на данном этапе значения настраиваемых коэффициентов

точно не известны и задаются приближенно, что также вносит дополнительную неточность, которую необходимо учитывать при расчете.

В процессе оптимизационного расчета (1.1) этот параметр стремится к значению 3,0, но на практике он зачастую принимает несколько большее значение. Таким образом, в предлагаемой методике мы можем оценить какую дополнительную погрешность привносит в расчет несовершенство нормативных методов расчета и упрощения, закладываемые в математическую модель исследуемой теплоэнергетической установки.

Для определения ошибочных замеров, согласно предлагаемой методике, необходимо найти активные ограничения на отклонение значения измеряемого на установке параметра от вычисляемого в результате расчета математической модели ТЭУ. Если найденное оптимальное значение параметра ψ намного превышает значение равное 3,0 (то есть максимальная относительная невязка между замером и расчетом контрольного параметра намного больше 3σ), то это указывает на наличие в данном конкретном режиме работы оборудования одного или нескольких «плохих» замеров.

Значение замера, входящего в это активное ограничение, после инженерного анализа полученных результатов, может быть помечено как ошибочное и быть исключено из дальнейших расчетов. Оптимизационный расчет повторяется до тех пор, пока из состава вектора измеряемых параметров рассматриваемого режима работы не будут выявлены, подтверждены и исключены все замеры с грубыми погрешностями измерения. В результате оптимальное значение целевой функции на первом этапе идентификации примет значение в пределах от 3,0 до 5,0, что будет свидетельствовать об отсутствии «плохих» замеров в рассматриваемом режиме работы исследуемой теплоэнергетической установки.

Таким образом, на первом этапе идентификации необходимо добиться того, чтобы в каждом из рассматриваемых режимов работы установки оптимальное значение максимальной относительной невязки приняло значение меньше 5,0. Обычно выбирают от трех до шести установившихся режимов работы ТЭУ с различной нагрузкой. Важно, чтобы эти режимы находились в одном относительно

небольшом временном интервале, чтобы считать настраиваемые коэффициенты математической модели постоянными.

Важно отметить, что не всегда представляется возможным выполнить расчеты на первом этапе идентификации. Это касается тех теплоэнергетических установок, где нет достаточного количества датчиков и, следовательно, недостаточно исходной информации, чтобы выполнить идентификацию для одного отдельного режима; в таком случае система уравнений будет не определенной и иметь множество решений. Необходимо иметь переопределенную систему, в которой количество уравнений было бы больше количества независимых переменных. Степень переопределенности системы уравнений s_{nep} применительно к постановке задачи на первом этапе идентификации (1.1 – 1.7) можно определить из следующего соотношения:

$$s_{nep} = \frac{n_{yp}}{n_{nn}} = \frac{n_{xz} + n_{yz}}{n_{xz} + n_{xn}} > 1, \quad (1.8)$$

где n_{yp} – количество уравнений системы, связывающих невязки измеряемых параметров с вектором независимых переменных;

n_{nn} – количество независимых переменных в системе уравнений;

n_{xz} – количество информационно-входных для модели измеряемых параметров x_z ;

n_{yz} – количество информационно-выходных измеряемых параметров y_z ;

n_{xn} – количество не измеряемых (режимных) параметров x_n .

Переопределенность системы уравнений является необходимым количественным условием разрешимости системы, приведенной в данной постановке оптимизационной задачи. Для качественного выявления «плохих» замеров количество измеряемых параметров в несколько раз должно превышать количество оптимизируемых переменных. В противном случае, когда степень переопределенности системы $n_{nep} < 1$, необходимо сразу переходить на второй этап идентификации, выполняемый на нескольких режимах совместно.

Также следует учитывать, что постановка оптимизационных задач на каждом из этапов идентификации обычно содержит большое количество ограниче-

ний-неравенств, определяющих область допустимых значений. Эти ограничения дополнительно способствуют выявлению «плохих» замеров, указывая на замеры, приводящие к выходу в область недопустимых значений.

Результатом решения задачи идентификации на первом этапе является список исключенных из дальнейших расчетов «плохих» замеров и значения не измеряемых на ТЭУ режимных параметров, являющихся информационно-входными для модели, которые можно использовать как первое приближение соответствующих параметров в дальнейших расчетах.

1.2.2 Второй этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

На втором этапе методики идентификации математическая модель исследуемой установки проверяется на наличие ошибок моделирования и устранения оставшихся грубых погрешностей измерений.

Постановка оптимизационной задачи подобна задаче, выполняемой на первом этапе, за исключением того, что она решается для всех рассматриваемых режимов совместно (о чем свидетельствует верхний индекс i , указывающий на порядковый номер режима работы установки). Кроме того, на данном этапе идентификации, в отличие от первого этапа, в состав оптимизируемых параметров решаемой задачи необходимо включить вектор настраиваемых коэффициентов математической модели θ , размерность которого зависит от конкретной модели ТЭУ и обычно насчитывает несколько десятков оптимизируемых коэффициентов.

Постановка задачи имеет следующий вид:

$$\min_{x_n^i, x_3^i, \theta, \psi} \psi, \quad (1.9)$$

при условиях

$$H(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) = 0, \quad (1.10)$$

$$G(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) \geq 0, \quad (1.11)$$

$$x_{3j}^i - \psi \cdot \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi \cdot \sigma_{xj}, \quad (1.12)$$

$$y_{3k}^i - \psi \cdot \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi \cdot \sigma_{yk}, \quad (1.13)$$

$$\sigma_x = (S_x \cdot \alpha_x) / 3, \quad (1.14)$$

$$\sigma_y = (S_y \cdot \alpha_y) / 3, \quad (1.15)$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в уравнениях (1.1 – 1.7);

i – порядковый номер режима работы установки; $i = 1, \dots, R$, где R – количество установившихся режимов работы исследуемой установки, участвующих в оптимизационном расчете;

x_n^i – вектор не измеряемых на установке оптимизируемых режимных параметров в режиме i ;

x_3^i , вектор измеряемых на установке контрольных параметров, являющихся информационно-входными для модели, в режиме i ;

y_3^i – вектор измеряемых на установке контрольных параметров, являющихся информационно-выходными для модели, в режиме i ;

ψ – дополнительный оптимизируемый параметр, отвечающий условию $\psi > 0$, в оптимальной точке соответствующий модулю максимального относительного отклонения измеряемых параметров во всех рассматриваемых режимах работы исследуемой энергоустановки совместно (с верхней чертой – вектор параметров, полученных путем их измерения на установке, без верхней черты – вектор параметров, определяемых с помощью математической модели установки).

Расчеты показали, что решение данной задачи позволяет выявить некорректное описание математической моделью процессов, протекающих в энергоустановке, и указывает на «узкие» места в расчетной схеме модели. Если в результате решения оптимизационной задачи имеются параметры, отклонение ко-

торых от замеров в разных режимах работы оборудования значительно отличается, то это говорит об отсутствии необходимого коэффициента в списке настраиваемых коэффициентов модели или свидетельствует о неточности построения самой математической модели. Кроме того, незначительные потоки теплоносителей, которыми пренебрегли во время построения математической модели исследуемого оборудования, могут внести дополнительную погрешность при идентификации. Таким образом, на данном этапе расчетов есть возможность внести необходимые изменения в структуру модели, описывая особенности исследуемой теплоэнергетической установки.

Если были успешно устранены замеры с грубыми погрешностями измерений и математическая модель адекватно рассчитывает процессы, происходящие в элементах реальной ТЭУ, то значение оптимизируемого параметра ψ будет принимать значение близкое к значению 3,0, и все существующие невязки контрольных параметров можно объяснить погрешностью датчиков.

Система уравнений на втором этапе идентификации в подавляющем большинстве случаев будет переопределенной в силу использования в оптимизационном расчете замеряемых параметров из нескольких режимов работы энергоустановки. Степень переопределенности системы уравнений, применительно к постановке оптимизационной задаче на втором этапе идентификации (1.9 – 1.15) можно определить из следующего соотношения:

$$s_{nep} = \frac{n_{yp}}{n_{nn}} = \frac{(n_{xz} + n_{yz}) \cdot R}{(n_{xz} + n_{xn}) \cdot R + n_{\theta}} > 1, \quad (1.16)$$

где обозначения параметров те же, что и в выражении (1.8);

R – количество режимов работы ТЭУ, участвующих в идентификации;

n_{θ} – количество настраиваемых коэффициентов математической модели θ .

После успешного завершения расчетов на втором этапе идентификации значение дополнительного оптимизируемого параметра ψ фиксируется и не подлежит дальнейшим изменениям. Результатом успешного решения поставленной задачи на втором этапе идентификации является оптимальное значение дополни-

тельного параметра ψ и значения не измеряемых на ТЭУ режимных параметров, являющихся информационно-входными для модели. Кроме того, после второго этапа определяются значения настраиваемых коэффициентов математической модели, которые можно использовать как первое приближение при расчетах на третьем этапе идентификации математической модели ТЭУ.

1.2.3 Третий этап методики идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

На третьем этапе методики идентификации параметров математической модели минимизируется сумма квадратов относительных невязок измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы ТЭУ. Оптимизационная задача, решаемая на данном этапе, имеет следующий вид:

$$\min_{x_n^i, x_3^i, \theta} \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{(x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i})^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{(y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i})^2}{\sigma_{yk}^2} \right], \quad (1.17)$$

при условиях:

$$H(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) = 0, \quad (1.18)$$

$$G(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) \geq 0, \quad (1.19)$$

$$x_{3j}^i - \psi \cdot \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi \cdot \sigma_{xj}, \quad (1.20)$$

$$y_{3k}^i - \psi \cdot \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi \cdot \sigma_{yk}, \quad (1.21)$$

$$\sigma_x = (S_x \cdot \alpha_x) / 3, \quad (1.22)$$

$$\sigma_y = (S_y \cdot \alpha_y) / 3, \quad (1.23)$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в уравнениях (1.9 – 1.15).

Третий этап идентификации необходим для того, чтобы добиться максимально возможного сближения расчетов математической модели с замерами, выполненными на реальном оборудовании. Целевая функция оптимизационной задачи на данном этапе идентификации (1.17), в отличие от дополнительного оптимизируемого параметра ψ (1.9) на втором этапе, представляет собой сумму квадратов всех относительных невязок контролируемых параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Следовательно, на третьем этапе идентификации можно добиться снижения всех относительных невязок измеряемых контрольных параметров (даже самых незначительных), а не только максимальной относительной невязки, как на втором этапе. Именно в этом заключается принципиальная разница в построении оптимизационной задачи на втором и третьем этапах идентификации. Как показывают расчеты, представленные в главе 4 данной работы, предлагаемая автором трехэтапная методика идентификации значительно повышает точность настройки математической модели исследуемого теплоэнергетического оборудования с учетом его текущего состояния.

Как было отмечено выше, значение параметра ψ , в оптимальной точке соответствующего максимальной относительной невязке контрольных параметров, фиксируется и вводится как константа в выражения для определения ограничений-неравенств измеряемых контрольных параметров (1.20; 1.21). Данная операция необходима для того, чтобы исключить увеличение максимальной невязки при решении оптимизационной задачи третьего этапа идентификации параметров математической модели исследуемой установки.

1.3 Новая постановка оптимизационной задачи на третьем этапе идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

Стоит отметить, что представление целевой функции данной оптимизационной задачи как суммы квадратов относительных невязок контрольных парамет-

ров (метод взвешенных наименьших квадратов) применялось в более ранних работах, выполненных в ИСЭМ СО РАН и в других организациях. Данная целевая функция показала хорошую сходимость оптимизационной задачи и была проверена на нескольких относительно простых моделях котельных агрегатов и турбоустановок, а также при оценивании состояния режимов электроэнергетических и трубопроводных систем.

В свою очередь, использование метода наименьших квадратов (МНК) требует выполнения ряда предпосылок, называемых условиями Гаусса-Маркова [109; 110]. Только при их выполнении МНК-оценки параметров модели являются состоятельными и несмещенными. Кроме того, если случайные ошибки имеют нормальных закон распределения, то МНК-оценки становятся эффективными. Однако, на практике в некоторых случаях нормальность закона распределения погрешностей может нарушаться. Такие нарушения нормальности закона распределения могут приводить к значительной потере эффективности МНК-оценок и их отклонению от истинных значений искомым параметров [111; 112].

В [113] показано, что в том случае, когда дисперсия каждого измерения известно точно и не сообщено ничего другого о характере ошибки измерения, наиболее естественным предположением о законе распределения ошибок является предположение о нем, как о законе Гаусса, а наиболее правильным методом обработки является обработка измерений по методу наименьших квадратов. Когда же измерения имеют нормальную плотность распределения, а их среднеквадратическое отклонение является случайной величиной с математическим ожиданием, соответствующим некоторым «средним» окружающим условиям, то в результате распределение ошибок станет Лапласовским. Хвосты плотности распределения Лапласа более тяжелые по сравнению с нормальным законом, и МНК уже не является эффективным методом, проигрывая методу наименьших модулей (МНМ) [114]. Кроме того, МНК очень чувствителен к выбросам, то есть к тем наблюдениям или замерам, которые существенно отличаются от других наблюдений. Такие наблюдения (замеры) могут возникать случайно в любом распределении, но часто они указывают либо на ошибку измерения, которую нужно отбро-

суть, либо на то что выборка данных имеет другое распределение погрешностей «с тяжелым хвостом» [97, 98].

Предлагаемая в данной работе трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей ТЭУ предполагает выявление и исключение из выборки «плохих» замеров (выбросов) на первом или втором этапе идентификации. Таким образом, на третьем этапе методики можно применить альтернативный параметрический подход методов надежной регрессии. Подход заключается в предположении, что отклонения измеряемых параметров соответствуют смеси нормальных распределений погрешностей. В таком случае наблюдается загрязненное нормальное распределение, в котором большинство наблюдений основано на заданном нормальном распределении, но небольшая часть (обычно меньше 10%) – на нормальном распределении с гораздо более высокой дисперсией. При таком распределении погрешностей метод взвешенных наименьших модулей покажет лучший результат, чем метод наименьших квадратов.

Таким образом в настоящей работе впервые предпринята попытка применить МНМ при идентификации математических моделей действующих теплоэнергетических установок и оценивании состояния режимов их функционирования. При этом предложена оригинальная постановка оптимизационной задачи, целевая функция которой в оптимальной точке равняется минимуму суммы модулей относительных невязок, являясь при этом гладкой функцией на всей области допустимых значений вектора оптимизируемых параметров. Как показывают вычислительные эксперименты, приведенные в 4 главе работы, предложенная постановка оптимизационной задачи демонстрирует более высокую эффективность и лучшее приближение к оптимуму по сравнению с применяемым ранее МНК.

Автором предлагается новая постановка оптимизационной задачи третьего этапа идентификации, основанная на методе взвешенных наименьших модулей, в которой в качестве целевой функции используется сумма дополнительных оптимизируемых параметров ψ_x^i , ψ_y^i , отвечающих условиям $\psi_x^i > 0$, $\psi_y^i > 0$, которая в оптимальной точке решения задачи соответствует минимальной сумме модулей относительных отклонений измеряемых параметров [115].

Важно отметить, что в данной постановке оптимизационной задачи минимизируется не сумма модулей относительных невязок в чистом виде (как в классическом случае), а сумма дополнительных оптимизируемых параметров, которая соответствует минимальной сумме модулей относительных невязок в оптимальной точке. Следовательно, в оптимальной точке решения оптимизационной задачи значение каждого из этих дополнительных оптимизируемых параметров соответствует значению модуля относительной невязки соответствующего ему контрольного измеряемого параметра. Таким образом, минимизация суммы дополнительных оптимизируемых параметров ψ_x^i , ψ_y^i приведет к уменьшению суммарной относительной невязки измеряемых параметров и повышению точности настройки математической модели исследуемой установки. Таким образом, математическая задача третьего этапа идентификации принимает следующий вид:

$$\min_{x_n^i, x_3^i, \theta, \psi_x^i, \psi_y^i} \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \psi_{xj}^i + \sum_{k=1}^M \psi_{yk}^i \right], \quad (1.24)$$

при условиях:

$$H(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) = 0, \quad (1.25)$$

$$G(y_3^i, x_n^i, x_3^i, \theta) \geq 0, \quad (1.26)$$

$$x_{3j}^i - \psi_{xj}^i \cdot \sigma_{xj} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi_{xj}^i \cdot \sigma_{xj}, \quad (1.27)$$

$$y_{3k}^i - \psi_{yk}^i \cdot \sigma_{yk} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi_{yk}^i \cdot \sigma_{yk}, \quad (1.28)$$

$$\sigma_x = (S_x \cdot \alpha_x) / 3, \quad (1.29)$$

$$\sigma_y = (S_y \cdot \alpha_y) / 3, \quad (1.30)$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в уравнениях (1.9 – 1.15);

ψ_x^i – вектор дополнительных оптимизируемых параметров, в оптимальной точке, соответствующий вектору модулей относительных невязок измеряемых параметров x_3^i в режиме i ;

ψ_y^i – вектор дополнительных оптимизируемых параметров, в оптимальной точке, соответствующий вектору модулей относительных невязок измеряемых параметров y_3^i в режиме i .

Следует отметить, что размерность вектора оптимизируемых параметров оптимизационной задачи увеличивается, включая в себя векторы дополнительных оптимизируемых параметров ψ_x^i , ψ_y^i . На первый взгляд предлагаемый новый подход негативно повлияет на скорость решения задачи, так как размерность оптимизационной задачи несколько увеличивается. С другой стороны, необходимо учесть лучшую сходимость новой целевой функции и приближение к оптимуму. В главе 4 приведены результаты вычислительных экспериментов минимизации обеих целевых функций на третьем этапе идентификации (1.17; 1.24) с одной начальной точки и выполнено сравнение их эффективности.

Таким образом, в результате успешного решения оптимизационной задачи на третьем этапе идентификации определяются окончательные значения настраиваемых коэффициентов математической модели ТЭУ и значения не измеряемых режимных параметров, характеризующих соответствующие режимы работы исследуемой установки. После завершения идентификации, значения настраиваемых коэффициентов математической модели фиксируются и не подлежат дальнейшим изменениям, а математическая модель считается настроенной с учетом текущего состояния исследуемой установки.

Следует подчеркнуть, что все этапы идентификации решаются строго последовательно и учитывают изменения в математической модели, внесенные на предыдущих этапах. Подобную настройку математической модели ТЭУ необходимо выполнять после плановых и аварийных ремонтов установки, а также, когда спустя некоторое время расхождение между расчетами контрольных параметров

на модели и их замерами на установке станет больше пяти среднеквадратичных отклонений (5σ).

1.4 Метод учета влияния изменения режима работы теплоэнергетической установки на эффективность работы входящих в ее состав элементов

Известно, что внутренний относительный КПД отсеков турбины не является постоянной величиной, а меняет свое значение в зависимости от нагрузки турбины. Так, в режимах работы, близких к номинальным, он будет выше, чем в режимах с более низкой нагрузкой. Данная особенность исследовалась в работах нескольких авторов, среди которых можно выделить следующие.

В работе [116] описывается разработка математической модели паровой турбины, с целью исследования процессов, происходящих в ее элементах. В данном исследовании также была выполнена работа по анализу существующих математических моделей элементов паровых турбин и ее настройка по результатам замеров на реальном оборудовании. В другой статье рассматривалась точность общеизвестной методики определения параметров в математических моделях отсеков турбоустановки и делается вывод, что при снижении нагрузки турбины, ошибка вычислений по общеизвестной формуле Стодолы-Флюгеля может достигать 3-5%, в зависимости от режима работы [117]. Таким образом, при идентификации математических моделей отсеков турбины, а также некоторых других элементов энергоблока важной является задача учета влияния режима работы установки на изменение эффективности их функционирования [118; 119]. Рассмотрим более подробно математическую модель отсека турбины.

Отсек турбины представляет собой группу ступеней между отборами пара. Основными расчетными параметрами для отсека являются: давление пара на входе P_1 , энтальпия пара (или его температура) на выходе h_2 и вырабатываемая отсеком механическая мощность N_m . Давление P_1 определяется по формуле Стодолы-Флюгеля. В данной формуле нижний индекс 1 указывает на значения параметров

на входе в отсек, а нижний индекс 2 – на выходе. Параметры пара в номинальном (или в каком-либо характерном) режиме обозначаются индексом «ном».

$$P_1 = \sqrt{\frac{G^2 \cdot P_1 \cdot v_1 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{G_{ном}^2 \cdot P_1^{ном} \cdot v_1^{ном}}} + P_2^2, \quad (1.31)$$

где P – давление пара, кг/см²;

G – расход пара через отсек, кг/с;

v – удельный объем пара, м³/кг.

Энтальпия h_2 определяется через идеальный теплоперепад с учетом внутреннего относительного КПД цилиндра турбины. В отсеках турбины, в которых образуется влажный пар, также учитывается влияние степени влажности пара, а в хвостовом отсеке учитываются потери с выходной скоростью потока.

$$h_2 = h_1 - (h_1 - h_2^*) \cdot \eta_i, \quad (1.32)$$

где h_1 – энтальпия пара перед отсеком, кДж/кг;

h_2^* – энтальпия пара в конце идеального расширения до давления P_2 , кДж/кг;

η_i – внутренний относительный КПД отсека.

Механическая мощность, вырабатываемая на рабочих лопатках ступени паровой турбины, определяется через реальный теплоперепад, с учетом механического КПД цилиндра турбины, и количество проходящего через ступень пара.

$$N_m = G \cdot (h_1 - h_2) \cdot \eta_m, \quad (1.33)$$

где η_m – механический КПД отсека.

В отличие от всех предыдущих работ, где настраивались оптимизируемые внутренние относительные коэффициенты эффективности каждого из отсеков турбины, в данной работе предлагается учесть данную особенность при моделировании отсеков турбоустановки. С целью учета влияния изменения режима работы на эффективность выработки механической мощности отсеком турбоустановки предлагается использовать квадратичные функции, в которых в качестве пере-

менной выступает отношение фактического расхода пара через отсек (G) к номинальному расходу ($G^{ном}$). Коэффициенты A , B , C уравнения (1.34) являются общими для каждого из цилиндров турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД), в свою очередь коэффициенты эффективности η_i определяются для каждого отсека в зависимости от нагрузки турбины в разных режимах работы, вычисляемые по формуле:

$$\eta_i = A \cdot \left(\frac{G}{G^{ном}} \right)^2 + B \cdot \left(\frac{G}{G^{ном}} \right) + C. \quad (1.34)$$

Подобный подход можно использовать при моделировании не только отсеков паровой турбины, но и других элементов ТЭУ, где наблюдается влияние изменяющегося режима работы установки на их эффективность. Например, во многих технологических схемах паровых турбин предусмотрен деаэратор, предназначенный для удаления из основного конденсата турбины кислорода и других коррозионно-агрессивных газов. При этом на некоторых ТЭУ давление в деаэраторе с изменением нагрузки изменяется нелинейно, что необходимо учесть при моделировании этого элемента или его идентификации.

Пусть коэффициент дросселирования пара на входе в деаэратор из отбора турбины k_d является одним из настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока. Вместо использования данного коэффициента как оптимизируемого параметра, можно заменить его квадратичной функцией вида:

$$k_d = A \cdot G_g^2 + B \cdot G_g + C, \quad (1.35)$$

где G_g – расход воды через деаэратор, характеризующий режим установки; A , B , C – новые оптимизируемые коэффициенты модели.

Такое изменение, хотя и несколько увеличит размерность решаемой оптимизационной задачи, но в то же время позволит настроить математическую модель деаэратора с учетом влияния изменения мощности турбины в различных режимах работы, что улучшит точность настройки модели всего энергоблока.

Таким образом, данный метод позволяет учесть влияние изменения режима работы исследуемой теплоэнергетической установки на коэффициенты эффек-

тивности в некоторых моделях элементов данной установки и повысить точность идентификации параметров математической модели ТЭУ.

1.5 Оценка точности выполнения идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

В предыдущих работах, выполненных в ИСЭМ СО РАН и других институтах, недостаточно хорошо разработан подход к оцениванию точности выполнения идентификации параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования ТЭС [78 – 84]. Очевидно, подобные исследования необходимо выполнять при идентификации параметров каждой математической модели, построенной для реально существующих агрегатов, чтобы удостовериться в достаточной точности настройки математической модели исследуемого оборудования с учетом его текущего состояния [120; 121]. Более того, решение данной задачи позволит косвенно оценить корректность и точность самой математической модели и заложенных в нее нормативных методов расчета, а также оценить ее долю в общей погрешности выполненного расчета.

1.5.1 Подход к оцениванию погрешности математической модели и используемой методики расчета

Как было сказано выше, в основе данной работы используется так называемое правило "трех сигм". Таким образом, в предлагаемой методике мы можем оценить какую дополнительную погрешность привносит в расчет несовершенство нормативных методов расчета и упрощения, закладываемые в математическую модель ТЭУ. Если все «плохие» замеры были выявлены и исключены, то рассчитанное значения контрольного параметра от его замера не должно превышать 3σ в большую или меньшую сторону. Все дополнительные отклонения можно связать

с погрешностью математической модели или несовершенством используемой расчетной методики.

Суть вышеизложенного подхода можно проиллюстрировать на примере замера некоторого контрольного параметра, который изображен на Рисунке 1.1. Имеется замеренное значение параметра $P^{зам}$. Истинное значение данного параметра неизвестно, но, зная класс точности и шкалу датчика, использованного для получения этого замера, можно вычислить среднеквадратичное отклонение данного замера σ , которое будет указывать на диапазон, в котором должно находиться истинное значение измеряемого параметра. Границы диапазона истинного значения параметра могут быть определены следующим образом:

$$P_{\min}^{ист} = P^{зам} - 3\sigma, \quad (1.36)$$

$$P_{\max}^{ист} = P^{зам} + 3\sigma, \quad (1.37)$$

$$\sigma = (S \cdot \alpha) / 3, \quad (1.38)$$

где $P^{зам}$ – значение замера некоторого параметра;

σ – среднеквадратичное отклонение замера, зависящее от шкалы датчика S и его класса точности α ;

$P_{\min}^{ист}$ – нижняя граница диапазона истинного значения параметра;

$P_{\max}^{ист}$ – верхняя граница диапазона истинного значения параметра.

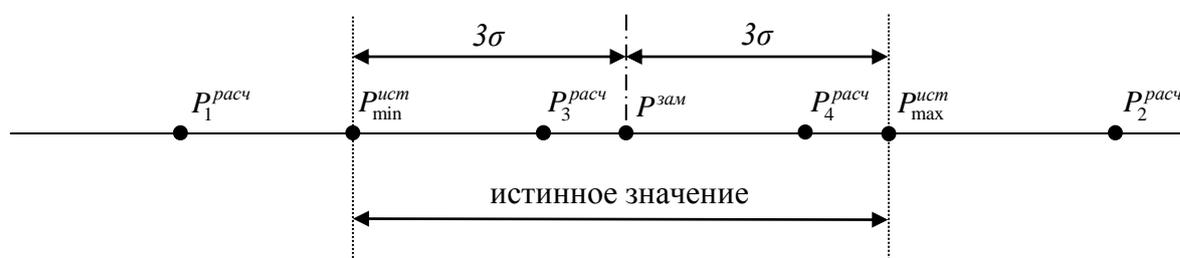


Рисунок 1.1 – Пример оценки погрешности контрольного измеряемого параметра

На Рисунке 1.1 также отмечены четыре рассчитанных на математической модели значения некоторого измеряемого параметра. Зная диапазон, в котором находится истинное значение параметра, можно оценить погрешность используемой модели и расчетной методики. Из рисунка следует, что два рассчитанных значения параметра находятся за пределами диапазона его истинного значения, а именно значения $P_1^{расч}$ и $P_2^{расч}$. В таком случае имеет место как погрешность датчика, так и погрешность методики расчета и математической модели. Невозможно сказать точно, какую долю в общую погрешность расчета привносит несовершенство методики и математической модели, но можно оценить минимальную и максимальную погрешность методики, исходя из вышеописанного подхода. Возьмем, к примеру, рассчитанное значение параметра $P_1^{расч}$. В данном конкретном примере $P^{зам} > P_1^{расч}$, следовательно минимальная и максимальная погрешность методики может быть оценена по следующим формулам:

$$\delta_{\min}^{мет} = P_{\min}^{ист} - P_1^{расч}, \quad (1.39)$$

$$\delta_{\max}^{мет} = P_{\max}^{ист} - P_1^{расч}, \quad (1.40)$$

где $\delta_{\min}^{мет}$ – минимальное значение погрешности расчетной методики и математической модели;

$\delta_{\max}^{мет}$ – максимальное значение погрешности расчетной методики и математической модели.

С другой стороны, два рассчитанных значения параметра входят в диапазон его истинного значения $P_3^{расч}$ и $P_4^{расч}$. Оба этих рассчитанных значения удовлетворяют требованиям точности и их невязки можно объяснить несовершенством датчика, используемого для получения данного замера. Также видно, что относительная невязка параметра $P_3^{расч} < P_4^{расч}$, так как значение $P_3^{расч}$ находится ближе к замеру данного параметра.

Конечно, даже в случае, когда рассчитанное значение параметра находится внутри диапазона его истинного значения, имеет место как погрешность датчика,

так и погрешность методики. Однако, представляется затруднительным оценить долю погрешности методики в этом случае. Предлагается считать, что относительная невязка данного параметра возникла в результате несовершенства датчика, используемого для получения соответствующего замера. С другой стороны, можно считать, что замер был выполнен достаточно точно и невязка возникает из-за несовершенства математической модели и расчетной методики.

1.5.2 Критерии точности, выполненной идентификации параметров математических моделей теплоэнергетических установок

Выполняя идентификацию параметров математической модели ТЭУ с помощью предлагаемой трехэтапной методики, есть возможность оценить с какой относительной точностью (с учетом класса точности датчиков, использованных во время испытаний агрегата), каждый замер контрольного параметра совпадает с расчетом данного параметра на математической модели.

В качестве критериев точности в данной работе предлагается использовать модули относительных невязок контрольных параметров, определяемых по следующим формулам:

$$k_x^i = \frac{|x_3^i - \bar{x}_3^i|}{\sigma_x}, \quad (1.41)$$

$$k_y^i = \frac{|y_3^i - \bar{y}_3^i|}{\sigma_y}, \quad (1.42)$$

$$\sigma_x = (S_x \cdot \alpha_x) / 3, \quad (1.43)$$

$$\sigma_y = (S_y \cdot \alpha_y) / 3, \quad (1.44)$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в уравнениях (1.9 – 1.15);

k_x^i, k_y^i – векторы критериев точности векторов измеряемых параметров x_3^i и y_3^i соответственно в режиме i .

Точность решения задачи идентификации параметров математической модели можно относительно оценить, вычислив сумму модулей или сумму квадратов всех относительных невязок контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы ТЭУ, определяемых по формулам:

$$k_{\text{mod}} = \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{|x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i}|}{\sigma_{xj}} + \sum_{k=1}^M \frac{|y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i}|}{\sigma_{yk}} \right], \quad (1.45)$$

$$k_{\text{sqr}} = \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{(x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i})^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{(y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i})^2}{\sigma_{yk}^2} \right], \quad (1.46)$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в уравнениях (1.9 – 1.15).

Применение трехэтапной методики идентификации дает основание использовать критерии точности (1.45, 1.46) для относительной оценки выполненной настройки математической модели ТЭУ. Это следует из того, что на первом этапе были выявлены и исключены из задачи «плохие» замеры параметров, которые могли бы привести к «перераспределению» погрешности между измеряемыми параметрами в различных режимах; на втором этапе минимизирована максимальная относительная невязка измеряемых параметров до приемлемого значения; на третьем этапе идентификации минимизированы все относительные невязки во всех рассматриваемых режимах работы установки. Таким образом, относительные критерии точности, хотя и не покажут какое-либо абсолютное значение достигнутой точности, но позволят выполнить относительную оценку выполненной идентификации параметров модели ТЭУ.

Данные критерии позволяют оценить увеличение точности настройки математической модели, ставшее доступной благодаря предлагаемой трехэтапной методике идентификации. Например, вычислив значение критерия после второго и

третьего этапов идентификации, можно увидеть на сколько процентов снизилась суммарная относительная невязка параметров благодаря минимизации целевой функции, выполненной на третьем этапе. Более того, можно выполнить расчеты третьего этапа идентификации с помощью разных постановок оптимизационных задач (1.17 – 1.23; 1.24 – 1.30) с одной начальной точки, что позволит сравнительно оценить эффективность каждой из них.

1.6 Выводы по главе 1

В первой главе настоящей работы приведено описание трехэтапной методики идентификации параметров математических моделей сложных теплоэнергетических установок с учетом их текущего состояния по результатам замеров контрольных параметров в различных точках расчетной схемы исследуемой установки и в различных режимах функционирования.

Исследования работ других авторов указывают на существенные проблемы в существующих методиках идентификации математических моделей ТЭУ, среди которых выделяются следующие: 1) отсутствие или недостаточная эффективность выявления замеров контрольных параметров с грубыми погрешностями измерений; 2) отсутствие оценки корректности построения самой математической модели ТЭУ и точности расчетной методики; 3) отсутствие относительной количественной оценки выполненной настройки математической модели. Предлагаемая трехэтапная методика идентификации учитывает и решает вышеприведенные проблемы и заметно повышает конечную точность настройки параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования.

Представлена новая постановка оптимизационной задачи третьего этапа идентификации, реализующая принципиально новый подход. Вместо минимизации суммы квадратов относительных невязок замеряемых параметров предлагается использовать сумму дополнительных оптимизируемых параметров, которая в оптимальной точке соответствует минимальной сумме модулей относительных

невязок измеряемых параметров во всех режимах работы. Целевая функция новой постановки задачи упрощает инженерный анализ полученных результатов, лучше подходит для используемого в работе градиентного метода, а также повышает точность и улучшает сходимость оптимизационных расчетов.

Также в этой главе отмечено, что при идентификации математических моделей некоторых элементов ТЭУ, важной является задача учета влияния режима работы оборудования на изменение эффективности их функционирования. Приведен метод, заключающийся в замене настраиваемых коэффициентов модели элемента на полиномиальные уравнения, учитывающие режим работы установки.

Представлен подход к оцениванию суммарной погрешности идентификации математической модели ТЭУ, состоящей как из погрешности датчиков, используемых для получения замеров, так и погрешности самой математической модели и методики расчета. Описаны разработанные критерии точности выполняемой идентификации параметров математических моделей ТЭУ, позволяющие оценить, как относительную точность настройки каждого конкретного измеряемого контрольного параметра, так и оценить относительную точность настройки всей математической модели энергоустановки.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГОБЛОКА

В этой главе приводится описание технологических схем котельного агрегата и турбоустановки, входящие в состав угольного энергоблока, используемого для построения его математической модели с помощью среды разработки СМПП-ПК. Также дается описание математических моделей котельного агрегата, турбоустановки и энергоблока в целом. Приводится описание подробной математической модели конденсатора турбины, разработанной автором, для более точного и корректного моделирования процессов конденсирования паровоздушной смеси и передачи теплоты охлаждающей циркуляционной воде.

В качестве прототипа для моделирования выбран современный энергоблок, установленный на Харанорской ГРЭС (п. Ясногорск, Забайкальский край). В его состав входит паровая турбоустановка К-225-12,8-3Р мощностью 225 МВт и котельный агрегат высокого давления ЕП-630-13,8-565 БТ (ТПЕ-216М) с промежуточным перегревом пара паропроизводительностью 630 т/ч.

2.1 Расчетная схема и математическая модель котельного агрегата ЕП-630-13,8-565 БТ

Котельный агрегат ЕП-630-13,8-565 БТ (заводская модель ТПЕ-216М), производитель ОАО «ЭМАльянс» входит в состав энергоблока №3 Харанорской ГРЭС. Он работает совместно с паровой турбиной типа К-225-12,8-3Р, производитель ОАО «Силовые машины». Энергоблок введен в эксплуатацию в 2012 году.

Паровой котел ТПЕ-216М с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением предназначен для получения пара высокого давления при сжигании проектного Харанорского и непроектного Уртуйского бурых углей, характеристика которых приведена в Таблице 2.1. Основные режимные параметры, на которые рассчитан котельный агрегат, приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.1 – Характеристика Харанорского и Уртуйского бурых углей

Характеристика угля	Единица измерения	Харанорский уголь	Уртуйский уголь
Низшая теплота сгорания	кДж/кг	8623	16828
Влажность	%	40	29,5
Зольность	%	11,1	15,5
Углерод	%	35,1	45,6
Сера	%	0,3	0,27
Водород	%	2,2	2,9
Кислород	%	10,8	8,6
Азот	%	0,5	0,53

Таблица 2.2 – Основные режимные параметры котельного агрегата

Параметр	Размерность	Значение
Номинальная производительность	т/ч	630
Рабочее давление в барабане	кг/см ²	165
Температура острого пара	°С	565
Давление острого пара	кг/см ²	140
Давление вторичного пара:		
а) на входе в котел	кг/см ²	28,9
б) на выходе из котла	кг/см ²	26,8
Температура вторичного пара:		
а) на входе в котел	°С	340
б) на выходе из котла	°С	565
Температура питательной воды	°С	254
Температура уходящих газов	°С	132

Котельный агрегат имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры и опускной конвективной шахты, соединенных в верхней части переходным горизонтальным газоходом. Топочная камера экранирована испарительными цельносварными газоплотными панелями. Стены переходного и опускного газо-

ходов, а также потолок над газоходами экранированы цельносварными газоплотными панелями, включенными в тракт пароперегревателя высокого давления. Котел предназначен для работы с уравновешенной тягой. В топочной камере размещены испарительные экраны, ленточный радиационный настенный пароперегреватель размещен в средней части топки. В верхней части топочной камеры расположены два ряда ширм высокого давления.

Топочная камера имеет обычную призматическую форму с размерами 13,5 x 12,5 метра (по осям труб), объем топочной камеры составляет 6774 м³. Топка оборудована двенадцатью прямоточными щелевыми горелками, расположенными в два яруса на отметках 17,6 и 22,7 метра.

В опускном газоходе расположен водяной экономайзер высокого давления и первая ступень конвективного пароперегревателя низкого давления. Трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) идет четырьмя колонками по две слева и справа у боковых стен конвективной шахты. Имеет четыре яруса по высоте. Дымовые газы подаются коробами из опускного газохода котла. Подвод газов осуществляется в ТВП сверху, подвод холодного воздуха – снизу. В рассечке, между 1 и 2 ярусом ТВП расположен водяной экономайзер низкого давления, включенный в тракт основного конденсата турбины.

Регулирование температуры перегретого первичного пара производится впрыском в пароохладители конденсата и при его недостатке питательной воды. Регулирование температуры вторичного пара производится изменением количества пара, проходящего через регулировочную ступень, а также впрыском питательной воды из линии после второй ступени питательного насоса. Регулирование температуры вторичного пара при растопке и наборе нагрузки производится паропаровым теплообменником (ППТО) и при необходимости аварийным впрыском. При работе на номинальной нагрузке и выше, расход пара через ППТО регулируется регулирующим клапаном (РК), этот клапан байпасируется с РК и пар можно направить, байпасируя ППТО, в конвективный пароперегреватель 1 ступени. Расчетная схема котельного агрегата в ПВК СМПП-ПК приводится на Рисунке 2.1.

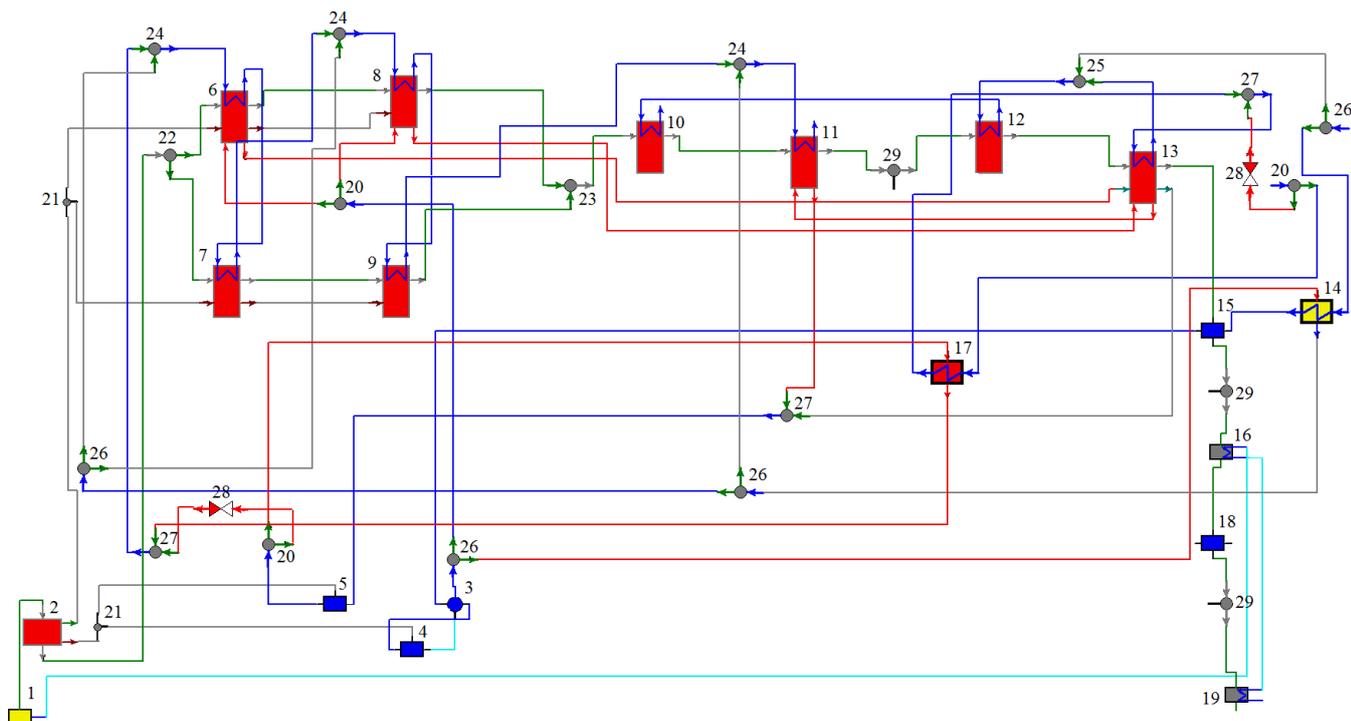


Рисунок 2.1 – Расчетная схема котельного агрегата ЕП-630-13,8-565 БТ

Обозначения: 1 – камера сгорания (КС); 2 – топка (Т); 3 – барабан (БРБ); 4 – экранные поверхности (ЭП); 5 – радиационный пароперегреватель (РПП); 6 – средний ширмовый пароперегреватель 1-го ряда (СШП-1); 7 – крайний ширмовый пароперегреватель 1-го ряда (КШП-2); 8 – средний ширмовый пароперегреватель 2-го ряда (СШП-2); 9 – крайний ширмовый пароперегреватель 2-го ряда (КШП-2); 10 – конвективный пароперегреватель низкого давления 3-й ступени (КПП НД-3); 11 – конвективный пароперегреватель высокого давления (КПП ВД); 12 – конвективный пароперегреватель низкого давления 2-й ступени (КПП НД-2); 13 – конвективный пароперегреватель низкого давления 1-й ступени (КПП НД-1); 14 – охладитель собственного конденсата впрыска (ОК); 15 – водяной экономайзер высокого давления (ВЭЖ ВД); 16 – трубчатый воздухоподогреватель 2-й ступени (ТВП-2); 17 – паро-паровой теплообменник (ППТО); 18 – водяной экономайзер низкого давления (ВЭЖ НД); 19 – трубчатый воздухоподогреватель 1-й ступени (ТВП-1); 20 – долевые разделители пара (РД); 21 – разделители тепла (РТ); 22 – разделитель дымовых газов (РГ); 23 – смеситель дымовых газов (СГ); 24 – впрыски в пароохладители (ВПР); 25 – впрыск в пароохладитель низкого давления (ВПР НД); 26 – разделители воды и пара (Р); 27 – смесители воды и пара (С); 28 – дросселирующие диафрагмы (ДД); 29 – присосы воздуха (ПРС)

Пароохладители высокого давления установлены на каждом потоке в трех местах парового тракта. Первый впрыск установлен за настенными радиационными пароперегревателями, второй за средними ширмами первой ступени и тре-

тий за средними ширмами второй ступени. Впрыски в тракт пароперегревателя высокого давления осуществляются собственным конденсатом, получаемым в четырех конденсаторах котла и питательной водой.

Математическая модель котельного агрегата ЕП-630-13,8-565 БТ представляет собой совокупность большого количества уравнений, которые описывают происходящие в нем процессы. Данная модель позволяет произвести совместный тепловой, гидравлический и аэродинамический расчеты котла [122; 123]. Эта совокупность уравнений составляется из математических моделей отдельных элементов котла, которые, в свою очередь также представлены рядом уравнений. Математические модели элементов, входящих в состав котельного агрегата, основаны на уравнениях, взятых из Нормативных методов (тепловой расчет котлов, гидравлический расчет котлов, аэродинамический расчет котлов) [124].

2.2 Расчетная схема и математическая модель турбоустановки К-225-12,8-3Р

Расчётная схема установки представлена на Рисунке 2.2. Каждому элементу расчетной схемы турбоустановки соответствует математическая модель, состоящая из ряда уравнений, описывающих происходящие в них процессы [125; 126]. На рисунке 2.2 указаны потоки и направления движения воды и пара. Сплошной линией отображаются потоки основного конденсата и питательной воды, штриховая линия представляет потоки дренажей подогревателей, штрихпунктирная линия иллюстрирует потоки пара из отборов турбины.

Турбоустановка К-225-12,8-3Р с промежуточным перегревом пара мощностью 225 МВт состоит из трех цилиндров: высокого, среднего и низкого давления. Регенеративная установка включает в себя конденсатор пара уплотнений (КПУ), три подогревателя низкого давления (ПНД), деаэратор (ДР) и три подогревателя высокого давления (ПВД). ПНД-2 является подогревателем смешивающего типа.

После ПНД-2 основной конденсат подается конденсатными насосами второй ступени в водяной экономайзер низкого давления, расположенный в конвектив-

ной шахте котельного агрегата энергоблока, и возвращается на вход ПНД-3 турбоустановки, после чего основной конденсат смешивается с дренажами ПВД в деаэраторе. Пройдя через питательный насос турбоустановки (ПЭН), питательная вода подогревается в трех ступенях подогревателей высокого давления (ПВД) и направляется в котельный агрегат энергоблока.

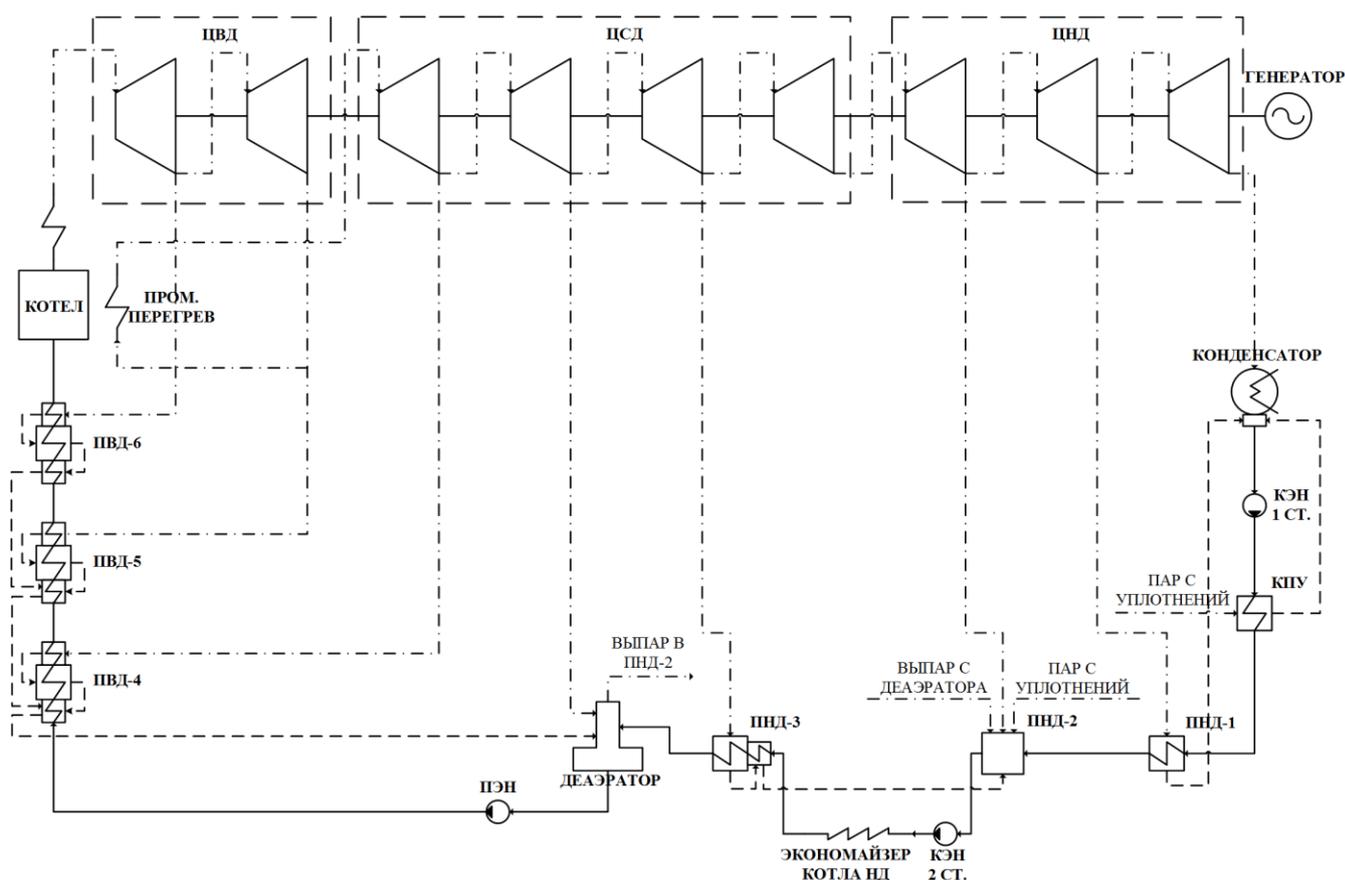


Рисунок 2.2 – Расчетная схема турбоустановки К-225-12,8-3Р

Обозначения: ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦСД – цилиндр среднего давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; ПРОМ. ПЕРЕГРЕВ – промежуточный перегрев пара в котельном агрегате; ХОВ – химически очищенная вода; КЭН – электронасосы основного конденсата; КПУ – конденсатор пара уплотнений; ПНД – подогреватели низкого давления; ПЭН – электронасос питательной воды; ПВД – подогреватели высокого давления.

Математические модели котельного агрегата и паровой турбины были объединены в единую модель энергоблока со связями по питательной воде, перегретому пару и пару промежуточного перегрева. Математическая модель энергоблока была построена непосредственно автором с помощью среды разработки

СМПП-ПК. Следует отметить, что данный энергоблок не относится к типовому оборудованию электростанций и его подробная математическая модель построена впервые.

Расчетная схема энергоблока состоит из 100 элементов и 169 связей между ними. Полученная модель энергоблока содержит 1017 информационно-входных, 1455 информационно-выходных параметров, из которых 186 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

При построении математической модели энергоблока были использованы разработанные ранее в ИСЭМ СО РАН модели элементов котельного агрегата и турбоустановки (топка, камера сгорания, радиационные и конвективные поверхности нагрева, барабан, ширмовые и конвективные пароперегреватели, отсеки турбины, регенеративные подогреватели, электрогенератор, насосы и другие).

В то же время некоторые элементы рассматриваемого оборудования в большей или меньшей степени нуждались в доработке. В частности, в предыдущих версиях математических моделей поверхностей нагрева котла не учитывались местные сопротивления при гидравлическом расчете математических моделей некоторых элементов котельного агрегата, что более подробно описывается в главе 4. Кроме того математическая модель конденсатора турбоустановки нуждалась в полной переработке, так как модель, основанная на упрощенной методике ВТИ, не позволяла решить задачу идентификации с необходимой точностью.

Важно отметить, что разработанная автором математическая модель энергоблока позволяет выполнять оптимизационные расчеты модифицированным градиентным методом, позволяющим решать задачи больших размерностей (сотни оптимизируемых параметров, ограничений-равенств и ограничений-неравенств) с высокой точностью. В связи с переходом к этому методу традиционные модели большинства элементов энергоблока (радиационные и конвективные поверхности нагрева котла, отсеки турбины, конвективные подогреватели, топка, экономайзеры, воздухоподогреватели и другие) были значительно переработаны автором.

Кроме того, математическая модель отсека паровой турбины была модифицирована автором, чтобы применить метод учета влияния изменения режима ра-

боты ТЭУ на коэффициенты эффективности элементов модели, описанный в разделе 1.4 данной работы.

Необходимо отметить, что полученная подробная математическая модель энергоблока после расчета ее параметров позволяет получить значения любого вычисляемого параметра в каждом из элементов расчетной схемы установки, многие из которых не замеряются на реальной установке и могут использоваться для повышения эффективности эксплуатации ТЭУ и модернизации ее схемы.

2.3 Подробная математическая модель теплового и гидравлического расчета конденсатора турбоустановки

Как было упомянуто в предыдущем разделе, при моделировании конденсатора турбоустановки ранее использовалась математическая модель, основанная на упрощенной методике расчета конденсаторов турбин, разработанной в ВТИ [127].

Методика ВТИ рассчитывает параметры пара и конденсата через ряд коэффициентов, каждый из которых учитывает влияние одного из факторов, таких как температура охлаждающей воды, расход охлаждающей воды, количество и энтальпия поступающего в конденсатор отработавшего пара и др. Настраиваемым коэффициентом данной модели является коэффициент состояния поверхности теплообмена конденсатора a .

Коэффициент теплопередачи от отработавшего пара к охлаждающей воде в конденсаторе турбоустановки определяется по следующим формулам:

при $t_{1g} \leq 35^\circ C$

$$k = 4070 \cdot a \cdot \left(\frac{1,1 \cdot w_g}{d_{\text{вн}}^{0,25}} \right)^x \cdot \left[1 - \frac{0,52 - 0,002 \cdot d_{\text{к}} \sqrt{a}}{1000} \cdot (35 - t_{1g})^2 \right] \times \\ \times \left[1 - \frac{z - 2}{10} \left(1 - \frac{t_{1g}}{35} \right) \right] \cdot \Phi_d, \quad (2.1)$$

при $35 \leq t_{1g} \leq 45^\circ C$

$$k = 4140 \cdot \left(\frac{1,1 \cdot w_{\text{в}}}{d_{\text{вн}}^{0,25}} \right)^{0,6a} \cdot [1 + 0,002 \cdot (t_{1\text{в}} - 35)] \cdot \left[1 - \frac{z-2}{10} \left(1 - \frac{t_{1\text{в}}}{45} \right) \right] \cdot \Phi_d, \quad (2.2)$$

$$x = 0,12 \cdot a \cdot (1 + 0,15 \cdot t_{1\text{в}}), \quad (2.3)$$

где a – коэффициент состояния поверхности теплообмена конденсатора (учитывает загрязнение трубок, а также косвенно отражает плотность вакуумной системы);

$w_{\text{в}}$ – скорость охлаждающей воды в трубках, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубок, мм;

$t_{1\text{в}}$ – температура охлаждающей воды на входе, °С;

$d_{\text{к}}$ – удельная паровая нагрузка конденсатора, кг/м²·ч;

z – число ходов воды в конденсаторе;

Φ_d – коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора.

при $d_{\text{к}}^{\text{ном}} \leq d_{\text{к}} \leq d_{\text{к}}^{\text{сп}}$

$$\Phi_d = 1, \quad (2.4)$$

$$d_{\text{к}}^{\text{сп}} = (0,9 - 0,012 \cdot t_{1\text{в}}) \cdot d_{\text{к}}^{\text{ном}}, \quad (2.5)$$

при $d_{\text{к}} < d_{\text{к}}^{\text{сп}}$

$$\Phi_d = \frac{d_{\text{к}}}{d_{\text{к}}^{\text{сп}}} \cdot \left(2 - \frac{d_{\text{к}}}{d_{\text{к}}^{\text{сп}}} \right). \quad (2.6)$$

Для учета материала трубок при расчете по данной методике рекомендуется вводить к коэффициенту состояния поверхности теплообмена поправочный множитель: медно-никелевые сплавы – 0,95; мельхиор – 0,92; нержавеющие стали – 0,85; титан – 0,90.

Хотя упрощенная методика ВТИ и зарекомендовала себя с хорошей стороны, она не лишена недостатков. Например, настроенный коэффициент состояния поверхности теплообмена конденсатора не позволяет с достаточной точностью оценить состояние трубной доски конденсатора и степень его загрязнения. Из

формул (2.1; 2.2) видно, что при расчетах есть разрыв на температуре охлаждающей воды 35 °С. Данный момент также может приводить к скачкам в оптимизационном расчете и усложнить идентификацию математической модели.

Более того, данный настраиваемый коэффициент не всегда является постоянной величиной и может сильно менять свое значение при изменении режима работы энергоблока. На Рисунке 2.3 приводится пример полученной зависимости данного коэффициента от расхода острого пара на входе в турбину, характеризующего режим работы исследуемого в работе энергоблока. Видно, что при режимах, близких к номинальному, он стремится к единице, а при уменьшении нагрузки снижается, вплоть до значения 0,35.

Подобное поведение настраиваемого коэффициента математической модели конденсатора турбоустановки значительно усложняет ее идентификацию. В виду этого было принято решение разработать новую модель конденсатора. Данная математическая модель основана на конструктивном расчете параметров конденсатора и подробно описывает происходящий в нем теплообмен между паровоздушной смесью и охлаждающей водой через поверхность трубок конденсатора.

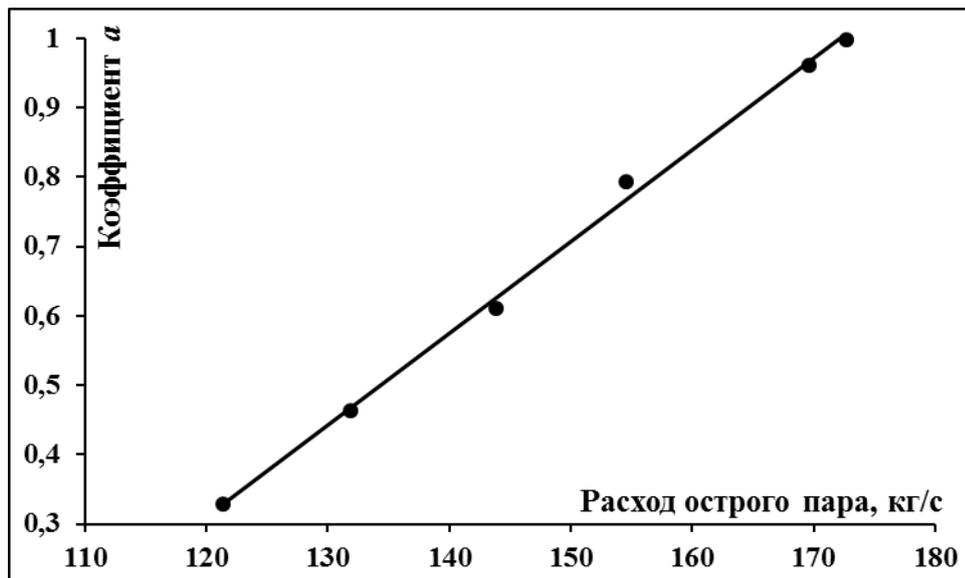


Рисунок 2.3 – Зависимость коэффициента состояния поверхности теплообмена конденсатора от расхода острого пара на турбину

Ниже приводится описание математической модели конденсатора турбоустановки с учетом происходящего в нем теплообмена. В основе расчета лежит два основных уравнения: уравнение теплового баланса и уравнение теплопередачи. Уравнение теплового баланса для конденсатора может быть представлено в следующем виде:

$$Q_{\kappa} = D_{\kappa} \cdot (h_n - h_{\kappa}) = G_{\varepsilon} \cdot c_p \cdot (t_{2\varepsilon} - t_{1\varepsilon}), \quad (2.7)$$

где Q – количество теплоты, передаваемой от пара к охлаждающей воде в единицу времени (тепловая мощность конденсатора), Вт;

D_{κ} – количество пара, поступающего в конденсатор в единицу времени, кг/с;

h_n – энтальпия пара, поступающего в конденсатор, кДж/кг;

h_{κ} – энтальпия конденсата, при давлении насыщения в конденсаторе, кДж/кг;

G_{ε} – расход охлаждающей воды, проходящей через трубы конденсатора в единицу времени, кг/с;

c_p – изобарная теплоемкость воды при средней температуре воды кДж/кг·К;

t_{ε} – температура охлаждающей воды (индекс 1 – на входе в конденсатор, индекс 2 – на выходе), °С.

Уравнение теплопередачи для конденсатора имеет следующий вид:

$$Q_{\kappa} = k \cdot F \cdot \bar{\Delta t}, \quad (2.8)$$

$$\bar{\Delta t} = \frac{\Delta t_{\varepsilon}}{\ln \left[\frac{(\Delta t_{\varepsilon} + \delta t)}{\delta t} \right]}, \quad (2.9)$$

где k – средний для всей поверхности теплообмена коэффициент теплопередачи конденсатора, Вт/м²·К;

F – площадь поверхности теплообмена конденсатора, м²;

$\bar{\Delta t}$ – средняя разность температур между паром и водой для всей поверхности теплообмена конденсатора (среднелогарифмический температурный напор), °С.

Учитывая, что система уравнений (2.7; 2.8) не замкнута, для теплового расчета конденсатора необходимо задаваться рядом параметров теплоносителей и

геометрических размеров элементов конденсатора. При проведении поверочного расчета конденсатора задаются следующие параметры: поверхность теплообмена F , температура воды на входе $t_{1в}$, расходы воды $G_в$ и пара $D_к$, число ходов конденсатора по воде Z , общее число трубок в конденсаторе N , диаметры трубок внутренний $d_{вн}$ и наружный $d_{нар}$; указываются также материал трубок и условный коэффициент чистоты конденсатора [128].

Основная сложность теплового расчета конденсатора сводится к определению значения среднего для всей поверхности теплообмена коэффициента теплопередачи. Перенос теплоты от конденсирующего пара к охлаждающей воде через поверхность теплообмена (стенку трубки), разделяющую теплоносители, относится к сложному виду теплообмена. Интенсивность этого процесса характеризуется коэффициентом теплопередачи k , который можно представить, как величину, обратную сумме термических сопротивлений на пути передачи теплоты от пара к воде, которая рассчитывается для тонкостенных трубчатых поверхностей по формулам [129]:

$$k = \varphi_{чис} \cdot k^*, \quad (2.10)$$

$$k^* = \left(\frac{1}{\alpha_в} \cdot \frac{d_{нар}}{d_{вн}} + 1,15 \cdot \frac{d_{нар}}{\lambda_{ст}} \cdot \lg \frac{d_{нар}}{d_{вн}} + \frac{1}{\alpha_n} \right)^{-1}, \quad (2.11)$$

где $\varphi_{чис}$ - коэффициент чистоты (эффективности теплообмена) конденсатора;
 k^* - коэффициент теплопередачи без учета загрязнений трубок, Вт/ м²·К;
 $\alpha_в$ - коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к охлаждающей воде, Вт/ м²·К;
 $d_{вн}$, $d_{нар}$ - внутренний и наружный диаметры трубы соответственно, м;
 α_n - коэффициент теплоотдачи от паровоздушной смеси к стенке трубы, Вт/ м²·К.

Определение коэффициента теплоотдачи с водяной стороны конденсатора (от стенки трубки к воде) обычно производится по известным уравнениям [129]:

$$\text{Re}_в = \frac{w_в d_{вн}}{\nu_в}, \quad (2.12)$$

$$\alpha_g = 0,023 \cdot \text{Re}_g^{0,8} \cdot \text{Pr}_g^{0,4} \frac{\lambda_g}{d_{\text{вн}}}, \quad (2.13)$$

где w_g — средняя скорость течения воды в трубках конденсатора, м/с;

$d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубок, м;

ν_g — коэффициент кинематической вязкости воды, м²/с;

Re_g — число Рейнольдса по водяной стороне конденсатора;

Pr_g — число Прандтля по водяной стороне конденсатора;

λ_g — коэффициент теплопроводности воды, Вт/(м·К).

Здесь за определяющую температуру принята средняя температура воды, а определяющий диаметр — внутренний диаметр трубки. Формула (2.13) пригодна для гладких технически чистых трубок в диапазонах чисел Рейнольдса $Re = 1 \cdot 10^4 - 5 \cdot 10^6$ и Прандтля $Pr = 0,6 - 2500$.

Определение коэффициента теплоотдачи с паровой стороны конденсатора сильно затруднено совместным влиянием многих факторов, важнейшими из которых являются натекание конденсата на нижерасположенные трубки (явление заливания), скорость и направление течения пара в трубном пучке, а также его компоновка, наличие в паре воздуха и др. При этом необходимо иметь в виду, что основные параметры процесса (скорость пара, количество натекающего конденсата, относительное содержание воздуха в паре и другие) по пути движения пара в трубном пучке существенно изменяются.

В [130] представлены результаты разработок физико-математических моделей конденсаторов. Авторы указывают, что наиболее существенным препятствием на пути создания таких моделей является сложность процессов в паровом пространстве конденсатора. Это в определенной степени естественно, так как компоновка трубных пучков конденсаторов, как правило, осуществляется эвристически, то есть на основе обобщения предшествующего опыта, позволяющего сформулировать ряд общих принципов.

Анализ нескольких отечественных и зарубежных методик расчета коэффициента теплопередачи в конденсаторах паровых турбин [128; 131], а также сопо-

ставление полученных по ним значений с опытными данными по конденсаторам турбин мощностью 100 – 800 МВт показали, что для инженерных расчетов конденсаторов с достаточной для практических целей точностью могут быть рекомендованы методики ВТИ, ИТО США и КТЗ.

Методика расчета ВТИ была описана в данном разделе выше. Методика Института теплообмена США (ИТО) подробно описана в [132]. Эта упрощенная методика подобно методике ВТИ определяет коэффициент теплопередачи k через ряд поправочных коэффициентов и не может с достаточной точностью рассчитывать конденсаторы отечественных паровых турбин.

В настоящей работе при моделировании конденсатора турбоустановки была выбрана методика Калужского турбинного завода (КТЗ) как наиболее точная и отражающая реальный теплообмен, происходящий в данном элементе расчетной схемы математической модели энергоблока. Методика КТЗ [133] базируется на определении коэффициента теплопередачи в конденсаторе по формуле (2.10). При этом коэффициент теплоотдачи с водяной стороны конденсатора (от стенки трубки к воде) определяется по формуле (2.13).

Расчет коэффициента теплоотдачи со стороны паровоздушной смеси (конденсирующегося пара) осуществляется путем введения поправок, учитывающих влияние скорости пара, компоновки трубного пучка и наличие в конденсирующемся паре присосов воздуха. Ниже приводятся формулы, заложенные в математическую модель конденсатора турбины, по которым определяется коэффициент теплоотдачи от паровоздушной смеси к стенке трубок с циркулирующей охлаждающей водой с учетом необходимых поправок.

Геометрической характеристикой трубного пучка является относительный периметр набегания пара на трубный пучок, рассчитываемой по формуле:

$$\bar{s} = \frac{f}{F} = \frac{s_{узк} \cdot L}{F}, \quad (2.14)$$

где \bar{s} – относительный периметр набегания пара на трубный пучок;

f – площадь проходного сечения для пара в узком сечении между трубками по периметру трубного пучка, м²;

F – площадь поверхности теплообмена трубного пучка, м²;

$s_{\text{узк}}$ – периметр набегания пара в сечении между трубками по периферии трубного пучка, м;

L – длина трубок, м.

С учетом скорости коэффициент теплоотдачи чистого движущегося пара вычисляется из следующей зависимости:

$$\bar{\alpha}_n = \alpha_{Nu} \cdot \left(19 \cdot \Pi^{0,1} \cdot Nu^{-0,5} \cdot \left(1 + \frac{z}{2} \right)^{0,33} \cdot (\bar{s})^{0,15} \right), \quad (2.15)$$

$$\alpha_{Nu} = 0,725 \left(\frac{\lambda_{\kappa}^3 \cdot \rho_{\kappa}^2 \cdot r \cdot g}{\mu_{\kappa} \cdot \Delta t_{nc} \cdot d_{нар}} \right)^{0,25}, \quad (2.16)$$

$$Nu = \frac{\alpha_{Nu} \cdot d_{нар}}{\lambda_{\kappa}}, \quad (2.17)$$

$$\Pi = \frac{\rho_n \cdot w_{узк}^2}{\rho_{\kappa} \cdot g \cdot d_{нар}}, \quad (2.18)$$

$$w_{узк} = \frac{D_n}{\rho_n \cdot s_{узк} \cdot L}, \quad (2.19)$$

где α_{Nu} – коэффициент теплоотдачи чистого медленно движущегося пара на одиночной горизонтальной трубе, Вт/ м²·К;

Π – числовая поправка в уравнении коэффициента теплоотдачи;

Nu – число Нуссельта для чистого конденсата на горизонтальной трубе;

z – число ходов воды в конденсаторе;

λ_{κ} , ρ_{κ} , μ_{κ} – теплопроводность, плотность и коэффициент динамической вязкости пленки конденсата соответственно, Вт/(м·К), кг/м³, Н·с/м²;

r – скрытая теплота парообразования (конденсации), Дж/кг;

g – ускорение свободного падения, м/с²,

Δt_{nc} – температурный напор пар–стенка, К;

$d_{нар}$ – наружный диаметр трубок, м;

$w_{узк}$ – скорость пара на входе в трубный пучок (по периферии трубного пучка в узком сечении между трубками), м/с;

D_n – расход отработавшего пара, поступающего в конденсатор, кг/с;

$s_{узк}$ – периметр узкого сечения, м;

ρ_n – плотность пара, поступающего в конденсатор, кг/м³.

Коэффициент теплоотдачи при конденсации паровоздушной смеси вычисляется в следующем виде:

$$\alpha_{см} = 0,56 \overline{\alpha_n} \cdot \varepsilon^{-0,05}, \quad (2.20)$$

$$\varepsilon = \frac{(D_n/25 + 2)}{1000 \cdot D_n}, \quad (2.21)$$

ε – относительное содержание воздуха в паре, кг/кг.

Гидродинамический расчет конденсатора паровой турбины в общем случае включает в себя расчеты гидравлического сопротивления конденсатора по водяной стороне (H_k) и парового сопротивления аппарата на пути движения пара от горловины конденсатора к патрубку отсоса паровоздушной смеси (Δp_k) [134]. Знание гидравлического сопротивления необходимо прежде всего для выбора циркуляционных насосов конденсационной установки. Паровое сопротивление оказывает существенное влияние на интенсивность теплообмена в конденсаторе и давление паровоздушной смеси на входе в него.

В практике турбинных заводов при расчете гидравлического сопротивления конденсаторов широкое распространение получила приближенная формула А.М. Казанского (уточненная Л.Д. Берманом):

$$H_k = 10 \cdot z \cdot (b \cdot \varphi \cdot L \cdot w_g^{1,75} + 0,135 \cdot w_g^{1,5}), \quad (2.22)$$

$$b = 0,0142 - 3 \cdot d_{вн}, \quad (2.23)$$

$$\varphi = 1 + 0,007 \cdot (t_g - 20), \quad (2.24)$$

где z – число ходов воды;

b – поправочный коэффициент, учитывающий внутренний диаметр трубок и среднюю температуру охлаждающей воды (аппроксимированное уравнение, согласно данным из Таблицы 2.3);

φ – поправочный множитель к коэффициенту b , при $b \neq 20$ °С;

L – полезная длина трубок конденсатора, м;

w_g — средняя скорость течения воды в трубках конденсатора, м/с;

t_g – средняя температура воды в трубках конденсатора, °С.

Таблица 2.3 – Поправочный коэффициент b в формуле А. М. Казанского

$d_{вн}$, мм	19	24	26	28
b	0,093	0,070	0,065	0,058

Паровое сопротивление конденсатора (разность давлений паровоздушной смеси на входе в конденсатор и в месте ее отсоса воздушным насосом) зависит от его конструктивных и режимных параметров: компоновки трубного пучка, скорости пара на входе и в межтрубном пространстве, гидродинамики пленки конденсата и других факторов. Точное определение парового сопротивления расчетным путем практически невозможно, что определяется его зависимостью от ряда факторов. Для оценки парового сопротивления конденсатора чаще всего пользуются зависимостью, предложенной ВТИ [134]:

$$\Delta p_k = c_k \cdot \left(\frac{D_k \cdot \sqrt{v_n}}{L \cdot d_{нар} \cdot \sqrt{N}} \right)^{2.5}, \quad (2.25)$$

где c_k – коэффициент парового сопротивления конденсатора;

D_k – расход пара в конденсаторе, кг/ч;

v_n – удельный объем пара, поступающего в конденсатор, м³/кг;

L – полезная длина трубок конденсатора, м;

$d_{нар}$ – наружный диаметр трубок, мм;

N – общее количество трубок в конденсаторе.

Коэффициент $c_k = (0,16 - 0,24) \cdot 10^{-4}$ зависит в основном от компоновки трубного пучка, причем меньшее значение принимается при хорошо развитом входном сечении трубного пучка с большим фронтом натекания и при небольшой глубине пучка.

2.4 Выводы по главе 2

Во второй главе настоящей работы приведено описание построенной математической модели современного паротурбинного пылеугольного энергоблока, состоящего из барабанного котельного агрегата с промежуточным перегревом пара ЕП-630-13,8-565 БТ паропроизводительностью 630 т/ч и паровой турбоустановки К-225-12,8-3Р номинальной мощностью 225 МВт. Математическая модель энергоблока построена непосредственно автором с помощью среды разработки СМПП-ПК. Расчетная схема энергоблока состоит из 100 элементов и 169 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1017 информационно-входных, 1455 информационно-выходных параметров, из которых 186 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Следует отметить, что данный энергоблок не относится к типовому оборудованию электростанций и его подробная математическая модель построена впервые. Данная математическая модель энергоблока позволяет выполнять оптимизационные расчеты модифицированным градиентным методом, позволяющим решать задачи больших размерностей (сотни оптимизируемых параметров, ограничений-равенств и ограничений-неравенств) с высокой точностью. Кроме того, математическая модель отсека паровой турбины была модифицирована автором, чтобы применить метод учета влияния изменения режима работы ТЭУ на коэффициенты эффективности элементов модели, описанный в разделе 1.4 данной ра-

боты. Необходимо отметить, что полученная подробная математическая модель энергоблока после расчета ее параметров позволяет получить значения любого вычисляемого параметра в каждом из элементов расчетной схемы установки, многие из которых не замеряются на реальной установке и могут использоваться для повышения эффективности эксплуатации ТЭУ и модернизации ее схемы.

Кроме того, приведено описание математической модели теплового и гидравлического расчета конденсатора турбоустановки, основанной на конструктивном расчете конденсатора и подробном расчете происходящего в нем теплообмена между паровоздушной смесью и охлаждающей циркуляционной водой через металл трубной доски. Данная модель конденсационной установки позволяет более точно и корректно моделировать процессы конденсирования паровоздушной смеси и передачи теплоты охлаждающей циркуляционной воде и лишена вышеописанных недостатков упрощенной методики расчета конденсатора, разработанной в ВТИ.

**ГЛАВА 3. ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКС,
ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ,
ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ВЫПОЛНЕНИЯ
ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

В данной главе приводится описание и структура программно-вычислительного комплекса, предназначенного для математического моделирования, идентификации параметров и оптимизационных исследований теплоэнергетических установок электростанций.

3.1 Описание программно-вычислительного комплекса

Программно-вычислительный комплекс включает в себя восемь блоков, соединенных каналами передачи информации. Принципиальная структура ПКВ представлена на Рисунке 3.1. В прямоугольных элементах находятся основные блоки программно-вычислительного комплекса, а в цилиндрических – необходимая для выполнения расчетов исходная информация.

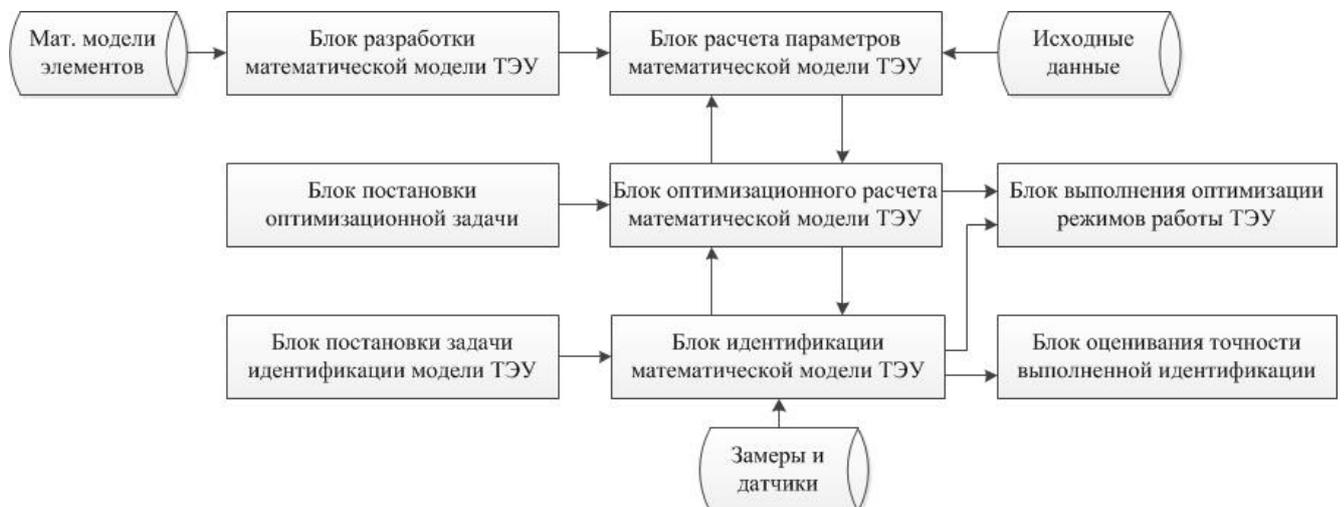


Рисунок 3.1 – Структура программно-вычислительного комплекса

3.2 Основные блоки программно-вычислительного комплекса

На данном этапе разработки программно-вычислительный комплекс не имеет общего графического интерфейса. Блоки реализуются в различных программных средах, а необходимая расчетная информация передается между ними. Ниже приводится более подробное описание каждого блока ПВК.

3.2.1 Блок моделирования теплоэнергетической установки

Реализация данного блока производится в программной среде СМПП-ПК, разработанной в ИСЭМ СО РАН. Графический интерфейс СМПП-ПК изображен на Рисунке 3.2.

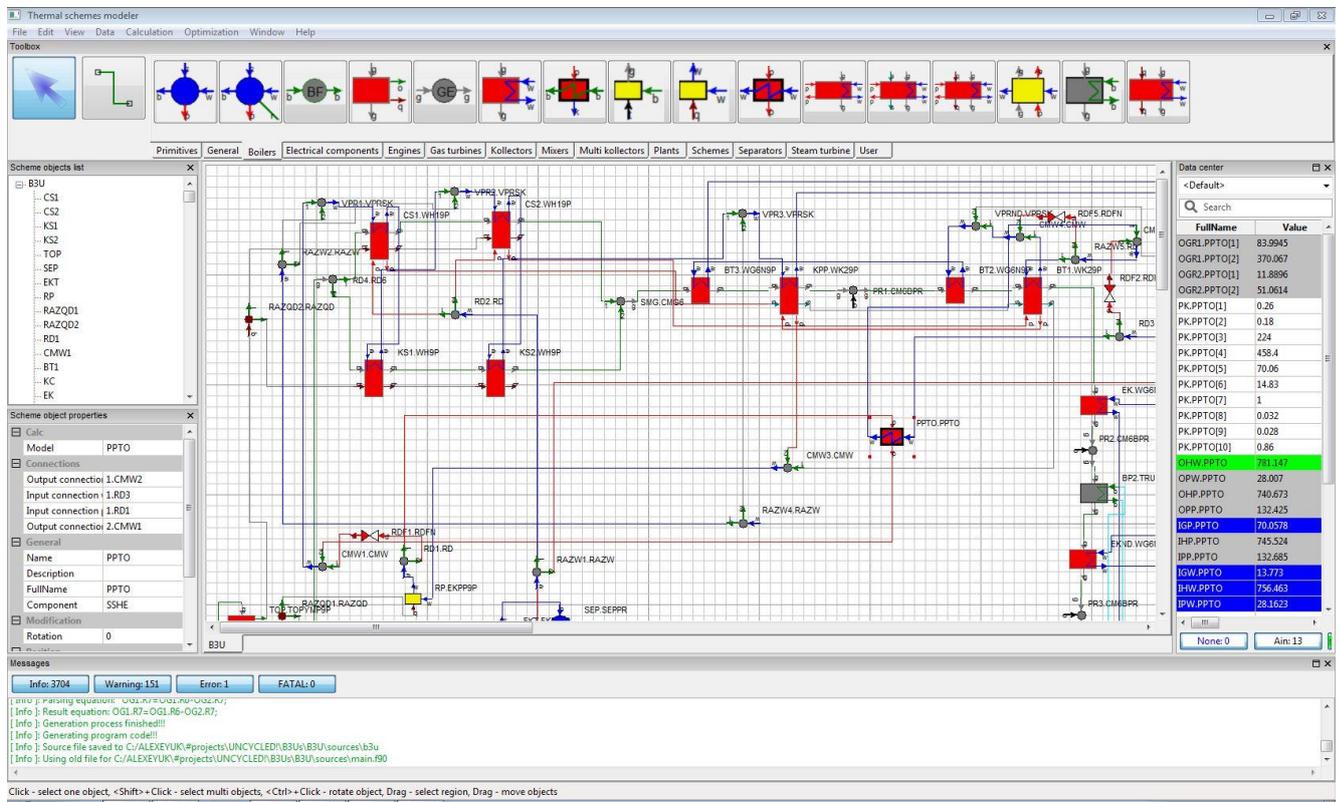


Рисунок 3.2 – Графический интерфейс программной среды СМПП-ПК

Система машинного построения программ позволяет разрабатывать математические модели сложного теплоэнергетического оборудования, состоящего из десятков элементов, соединенных материальными и энергетическими потоками. В составе СМПП-ПК имеется архив математических моделей типовых элементов ТЭУ, написанных на языке программирования Fortran с возможностью их редактирования и разработки новых моделей; графический редактор, на рабочем поле которого могут быть размещены элементы расчетной схемы ТЭУ и связи между ними. Также имеется поле для ввода информационно-входных параметров для каждого элемента расчетной схемы и математической модели установки в целом и вывода рассчитанных значений информационно-выходных параметров.

Более того, в структуру СМПП-ПК входит планировщик вычислительного процесса, позволяющий на основании построенной в графическом редакторе модели ТЭУ сгенерировать текст программы расчета параметров математической модели ТЭУ, учитывая все взаимосвязи элементов расчетной схемы оборудования и итерационно-вычисляемые параметры математической модели. Текст программы генерируется на языке программирования Fortran, и он является подпрограммой для расчета всех параметров математической модели ТЭУ. Более подробное описание структуры СМПП-ПК приводится в работах [75; 76].

Исходные для расчета параметров математической модели ТЭУ данные вводятся в менеджере данных СМПП-ПК, интерфейс которого изображен на Рисунке 3.3. В светлых строках находятся информационно-входные данные, а в темных строках информационно-выходные данные, получаемые после расчета.

Используя возможности СМПП-ПК, лично автором разработана подробная математическая модель энергоблока, описание которой приводится в главе 2. Также автором были внесены изменения в текст некоторых моделей элементов расчетной схемы энергоблока и разработана модель теплового и гидравлического расчета теплообмена в конденсаторе турбоустановки. Кроме того, были заданы значения известных информационно-входных параметров в каждом элементе расчетной схемы энергоблока и внесены начальные значения неизвестных режимных параметров и коэффициентов математической модели.

Data center

<Default>

Search

FullName	Value	Wish	Description	Unit	Ancestor
OGR.OP2[1]	9.83626	none	разность входного и выходного давления пара	кг/см2	
OGR.OP2[2]	131.07	none	расход пара через отсек	кг/с	
OGR.OP2[3]	0.14	none	разность предельно-допустимой и фактической влажности	нет	
ZAT.OP2[1]	1	none	влажность пара на выходе	нет	
ZAT.OP2[2]	9.83626	none	разность входного и выходного давления	кг/см2	
QNEB.OP2[1]	0	none	невязка по влажности	нет	
QNEB.OP2[2]	0.000289145	none	невязка по давлению	кг/см2	
PK.OP2[1]	0	none	Коэффициент А квадратичного уравнения КПД отсека	нет	
PK.OP2[2]	0	none	Коэффициент В квадратичного уравнения КПД отсека	нет	
PK.OP2[3]	0.931	none	Коэффициент С квадратичного уравнения КПД отсека	нет	
PK.OP2[4]	0.986	none	механический к.п.д. отсека	нет	
PK.OP2[5]	0.14	none	предельно-допустимая влажность пара на выходе из отсека	нет	
PK.OP2[6]	0	none	признак, задающий способ вычисления внутреннего отно	нет	
PK.OP2[7]	0.87	none	относительное снижение к.п.д. отсека	нет	
PK.OP2[8]	42.12	none	давление пара на входе (номинальное)	кг/см2	
PK.OP2[9]	29.34	none	давление пара на выходе (номинальное)	кг/см2	
PK.OP2[10]	158.61	none	расход пара (номинальный)	кг/с	
PK.OP2[11]	0.07	none	уд. объем пара на входе (номинальный)	м3/кг	
PO.OP2[1]	0.931	none	внутренний относительный к.п.д. отсека	нет	
PO.OP2[2]	1	none	коэф. снижения внутреннего относительного к.п.д. отсека	нет	
PO.OP2[3]	0.931	none	суммарный внутренний относительный к.п.д. отсека	нет	
IHP.OP2	775.904	none	энтальпия пара на входе	ккал/кг	IHP.PVD6
ITP.OP2	412.608	none	температура пара на входе в отсек	К	
IPP.OP2	37.9985	calc	давление пара на входе в отсек	кг/см2	
IGP.OP2	131.07	none	расход пара через отсек	кг/с	IGW.R2
IVP.OP2	0.0809709	none	удельный объем пара на входе в отсек	м3/кг	
ONP.OP2	756.463	none	энтальпия пара на выходе	ккал/кг	IH2.CMW2
OTP.OP2	369.886	none	температура пара на выходе из отсека	К	
OPP.OP2	28.1623	none	давление пара на выходе из отсека	кг/см2	OP1.R2
OGR.OP2	131.07	none	расход пара через отсек	кг/с	IGW.R2
OVP.OP2	0.102695	none	удельный объем пара на выходе из отсека	м3/кг	
VOK.OP2	0.931	none	внутренний относительный КПД отсека	нет	
PN.OP2	10.517	none	механическая мощность отсека	МВт	
CHE.OP2	1	none	число параллельно включенных отсеков	нет	

None: 0 Ain: 16 Aiter: 0 Out: 15 Syn: 5

Рисунок 3.3 – Интерфейс менеджера данных СМПП-ПК

3.2.2 Блок расчета параметров математической модели теплоэнергетической установки

Данный блок играет важную роль в структуре программно-вычислительного комплекса. Чтобы получить программу расчета параметров математической модели ТЭУ, недостаточно лишь сгенерировать текст расчетной

программы, используя СМПП-ПК. Необходимо дополнить проект подпрограммами расчета элементов расчетной схемы ТЭУ, а именно подпрограммы: расчет свойств воды и водяного пара, расчет конвективной (радиационной или конвективно-радиационной) поверхности нагрева котельного агрегата, расчет теплообмена в топке котла, расчет отсека турбоустановки, расчет регенеративного подогревателя и ряд других подпрограмм, написанные на языке Fortran. Также необходимо дополнить проект подпрограммами, содержащими алгоритмы расчета итерационно-вычисляемых параметров.

На следующем этапе проект, состоящий из текста программы расчета параметров математической модели ТЭУ, а также подпрограмм расчета элементов расчетной схемы и подпрограммы расчета итерационных параметров, компилируется в исполняемый файл. Компиляция (сборка проекта) осуществляется в интегрированной среде разработки программного обеспечения Microsoft Visual Studio, с надстройкой Intel Visual Fortran Composer XE. На Рисунке 3.4 приводится интерфейс среды разработки Microsoft Visual Studio. В основном окне отображается программный код выбранного файла, а в правом окне приводится список используемых для компиляции исполняемого файла подпрограмм. Исполняемый файл имеет расширение *.exe.

Чтобы выполнить расчет параметров математической модели ТЭУ необходимо экспортировать из СМПП-ПК в рабочий каталог скомпилированной программы текстовый файл, содержащий все исходные данные – значения информационно-входных параметров и начальные значения итерационно-вычисляемых параметров. После выполнения расчета параметров математической модели ТЭУ генерируется новый текстовый файл, содержащий рассчитанные значения информационно-выходных параметров и точные значения итерационных параметров, которые можно импортировать в СМПП-ПК для анализа или составления отчетов. Расчет параметров модели ТЭУ можно запустить как из Microsoft Visual Studio, так и из СМПП-ПК. Во втором случае нет необходимости экспортировать и после расчета импортировать файлы со значениями параметров, так как рассчитанные значения параметров автоматически обновляются после выполнения расчета.

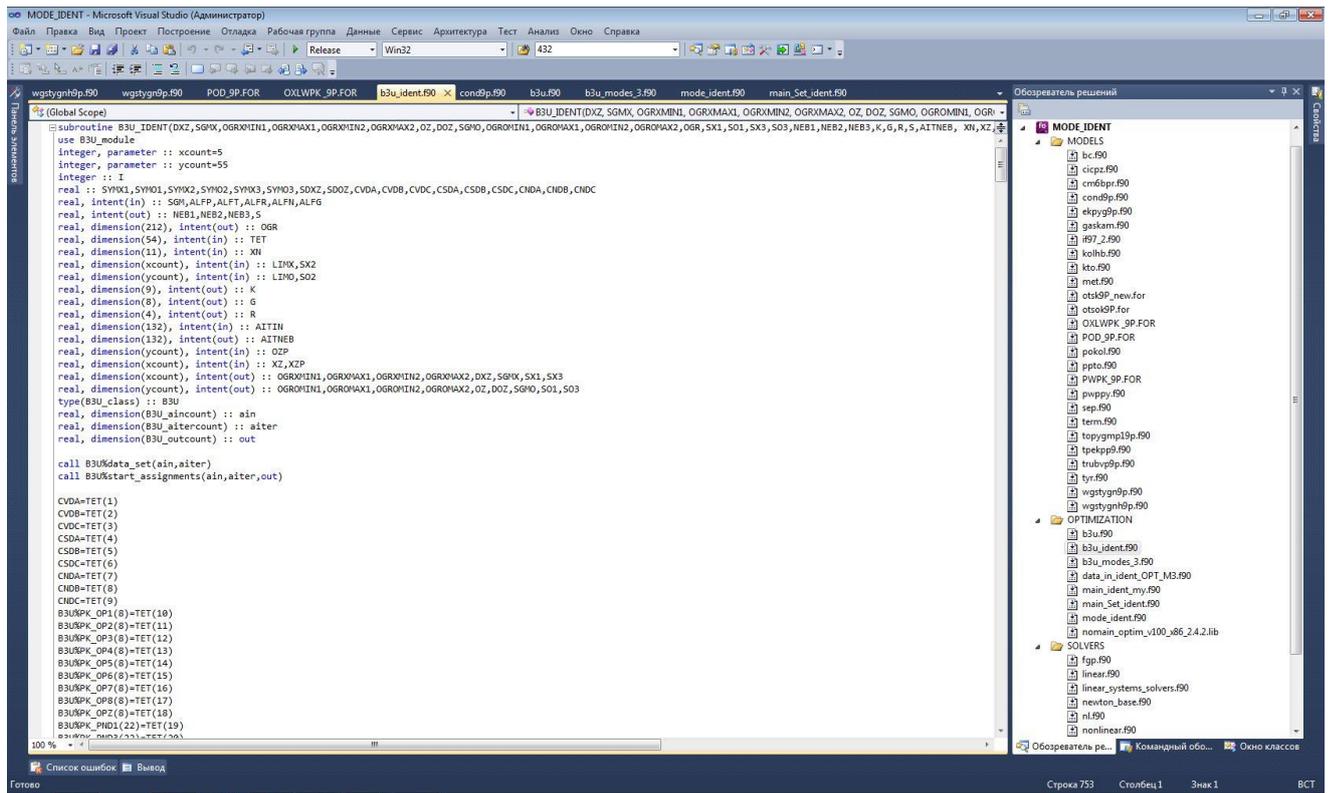


Рисунок 3.4 – Интерфейс среды разработки Microsoft Visual Studio

3.2.3 Блок постановки оптимизационной задачи

Перед проведением оптимизационного расчета необходимо описать постановку оптимизационной задачи. В данном блоке назначается состав оптимизируемых параметров, определяется состав вектора-функций ограничений-неравенств, выбирается целевая функция и задается точность решения задачи.

Состав оптимизируемых параметров, ограничений-неравенств и целевая функция задаются в менеджере оптимизаций, включенный в состав СМПП-ПК. Интерфейс менеджера оптимизаций приведен на Рисунке 3.5. На рисунке видно, что в менеджере оптимизаций СМПП-ПК задается не только состав оптимизационной задачи, но и границы оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств, которые при необходимости можно скорректировать. В белых строках находятся оптимизируемые параметры оптимизационной задачи и их границы, а в серых строках – ограничения-неравенства и их границы. Причем ограни-

чения-неравенства составляются таким образом, чтобы удовлетворять условию $OGR \geq 0$, поэтому эти ограничения имеют лишь нижнюю границу, равную нулю.

После завершения формирования оптимизационной задачи, ее можно экспортировать в файл на языке Fortran и использовать для компиляции исполняемого файла. Компиляция исполняемого файла в формате *.exe выполняется в интегрированной среде разработки программного обеспечения Microsoft Visual Studio.

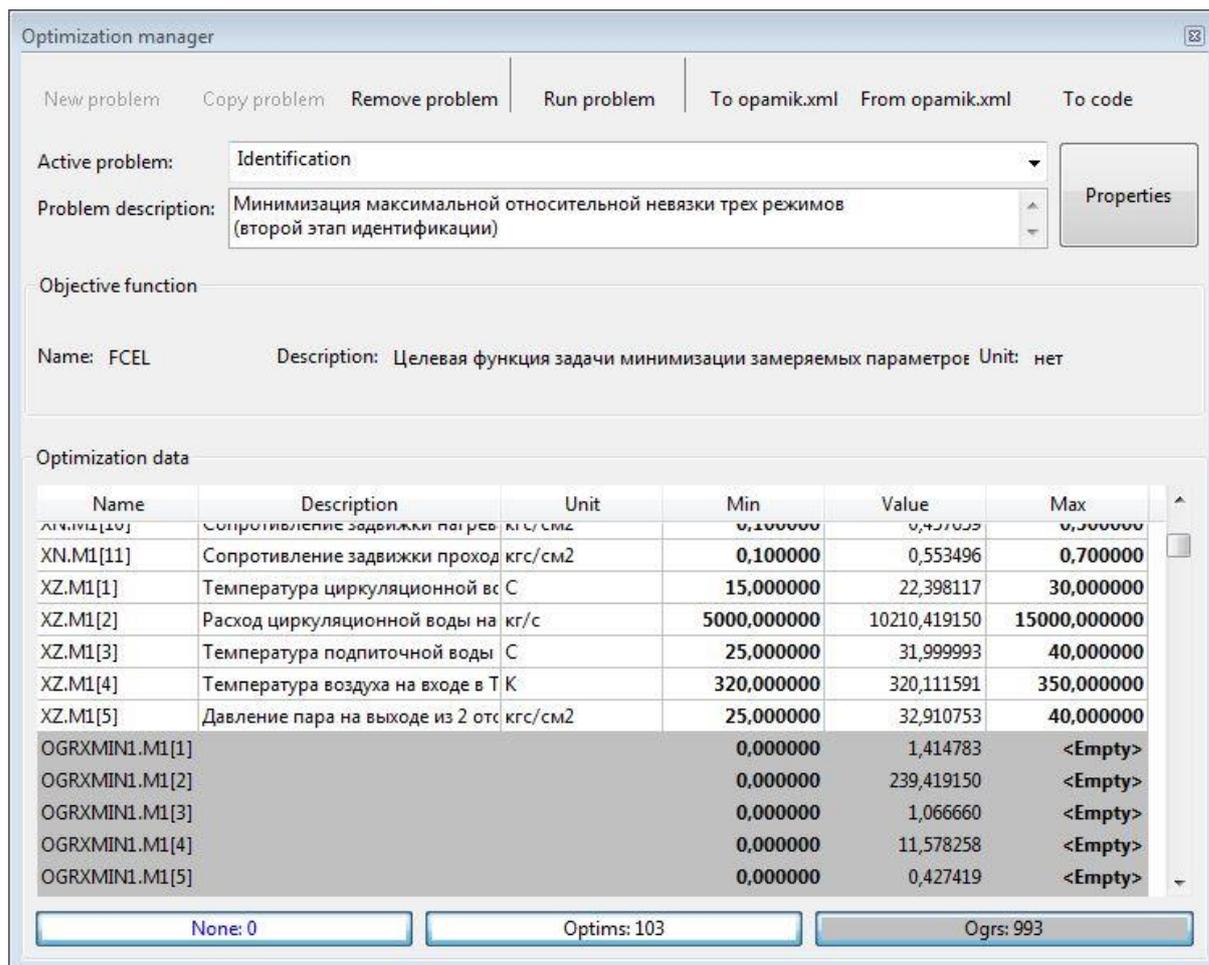


Рисунок 3.5 – Интерфейс менеджера оптимизаций СМПП-ПК

3.2.3 Блок оптимизационного расчета математической модели теплоэнергетической установки

В рамках этого блока производится оптимизационный расчет сформированной в предыдущем блоке постановки оптимизационной задачи. Задача иденти-

кации математической модели ТЭУ или оптимизации режима работы ТЭУ относится к классу задач нелинейного программирования. Практически единственным эффективным инструментом решения таких оптимизационных задач, применительно к ТЭУ, являются градиентные методы нелинейной оптимизации. В ИСЭМ СО РАН в течение длительного времени проводилась разработка таких методов с их применением для задач оптимизации параметров различных энергетических установок [75; 77]. Следует отметить, что автором была использована недавно разработанная в ИСЭМ СО РАН модификация градиентного метода решения задачи нелинейного программирования, описанная в работах [105 – 107].

Суть этого метода можно изложить следующим образом. Предлагается организовать процесс оптимизации таким образом, чтобы решение системы уравнений с требуемой точностью достигалось не во всех точках итерационного процесса, а лишь в конечной точке. При этом процесс оптимизации совмещается с процессом решения систем нелинейных уравнений. Возможные варианты применения такого метода оптимизации были рассмотрены в работах [106; 107].

Преимущества данной модификации очевидны. Во-первых, в таком случае нет необходимости каждый раз при обращении к расчету параметров математической модели ТЭУ многократно решать нелинейные системы уравнений большой размерности, что значительно увеличивает скорость оптимизационного расчета. Во-вторых, модифицированный градиентный метод решения системы нелинейных уравнений лишен существенного недостатка классического метода, который заключается в следующем. При расчете частных производных целевой функции и ограничений-неравенств конечно-разностным методом образуются дополнительные погрешности вычислений, которые могут оказывать негативное влияние на точность решения итоговой задачи и даже приводить к неверным результатам.

Таким образом, в данном блоке программно-вычислительного комплекса, производится оптимизация целевой функции с помощью модифицированного градиентного метода расчета, обладающего лучшей сходимостью и большей точностью приближения к оптимуму по сравнению с традиционным оптимизационным подходом, когда на каждой итерации многократно решаются системы нели-

нейных уравнений математической модели ТЭУ. Математические модели тех элементов расчетной схемы ТЭУ, в которых имелись внутренние итерационно-вычисляемые параметры, были адаптированы автором, чтобы они были пригодны для расчетов модифицированным градиентным методом.

3.2.4 Блок выполнения оптимизации режимов работы теплоэнергетической установки

В рамках этого блока производятся оптимизационные расчеты режимов работы исследуемого теплоэнергетического оборудования. При этом используются настроенные на фактическое состояние ТЭУ коэффициенты математической модели установки, полученные при идентификации ее параметров. В главе 4 приводятся примеры подобных расчетов, применительно к описанному в работе энергоблоку. Также в главе 4 приведены примеры оптимизаций трех режимов работы паротурбинного энергоблока с целью снижения расхода топлива при той же выработке электроэнергии, а также описываются два примера исследования энергоблока с применением настроенной математической модели оборудования.

3.2.5 Блок постановки задачи идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки

В этом блоке ПВК происходит формирование оптимизационной задачи для каждого из этапов идентификации параметров математической модели установки, описание которой приводится в главе 1.

Для успешного решения задачи идентификации математической модели ТЭУ, во-первых, необходимо написать подпрограмму идентификации параметров математической модели ТЭУ, реализующую расчет следующих переменных: среднеквадратичные отклонения каждого из измеряемых контрольных парамет-

ров, модули относительных невязок всех измеряемых параметров и их сумма, квадраты относительных невязок всех измеряемых параметров и их сумма, минимальные и максимальные границы истинного значения измеряемых параметров. Во-вторых, нужно сформировать списки оптимизируемых параметров оптимизационной задачи, список ограничений-неравенств и назначить целевую функцию.

Важно отметить, что для каждого из этапов идентификации вышеизложенные подпрограммы разрабатываются отдельно, так как различается как состав оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств, так и целевая функция оптимизационной задачи. В главе 4 приводится описание постановки оптимизационной задачи для каждого из этапов идентификации модели энергоблока.

3.2.5 Блок идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки

Этот блок реализует, рассмотренную в главе 1 трехэтапную методику идентификации параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования. При этом в качестве исходных данных используются значения измеряемых контрольных параметров, полученные при испытании исследуемого оборудования в нескольких режимах работы. В свою очередь расчетные значения измеряемых контрольных параметров определяются в процессе обращения к Блоку расчета параметров математической модели ТЭУ при минимизации целевой функции. Кроме того, необходимо получить значения класса точности и величины шкалы используемых при снятии показаний датчиков, которые применяются для получения среднеквадратичных отклонений измеряемых параметров.

Исполняемые файлы для каждого из этапов идентификации компилируются в среде разработки Microsoft Visual Studio. При этом используются подпрограммы, описанные в блоке расчета параметров математической модели ТЭУ и модифицированный градиентный метод решения системы нелинейных уравнений, приведенный в блоке оптимизационного расчета математической модели ТЭУ. В

процессе оптимизационного расчета идентификации происходит многократное обращение к программе расчета параметров математической модели ТЭУ, выходные данные которой используются для расчета градиентов и многомерной минимизации целевой функции. Пример идентификации параметров математической модели исследуемого в работе энергоблока приводится в главе 4.

3.2.6 Блок оценивания точности выполненной идентификации параметров математической модели теплоэнергетической установки

После завершения расчетов для идентификации параметров математической модели ТЭУ в данном блоке осуществляется анализ и обработка полученных результатов. Также реализуется расчет коэффициентов точности выполненной идентификации, показывающий достигнутую степень сходимости расчетов математической модели с замерами, выполненными на реальном оборудовании.

Программная среда моделирования СМПП-ПК, кроме всего прочего, позволяет генерировать удобные для анализа отчеты в формате Microsoft Excel. Чтобы получить такой отчет требуется предварительно составить шаблон с указанием переменных математической модели ТЭУ, которые необходимо экспортировать в отчет. При этом есть возможность применять форматирование таблицы или текста и создавать формулы, чтобы улучшить читаемость отчета и упростить процесс анализа полученных результатов. Пример отчета, на котором приведены результаты идентификации первого режима исследуемого в работе энергоблока приведен на Рисунке 3.6.

В рамках данного блока вычисляются значения критериев точности как отдельных контрольных замеряемых параметров, так и суммарная точность выполненной идентификации параметров математической модели ТЭУ. Пример такой оценки применительно к исследуемому энергоблоку приводится в главе 4.

Переменная	Расчет	Замер	Замер - Расчет	Средняя, откл.	Сигма 1	Сигма 2	Сигма 3
Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор	22,40	22,05	-0,348117	0,333333	1,044	1,07605	1,09067
Расход циркуляционной воды на входе в конденсатор	10210,40	10211,00	0,58085	75	0,008	0,0304204	5,99798e-05
Температура подпиточной воды ХОВ	32,00	32,00	6,61617e-06	0,333333	0,000	0,0292356	3,93963e-10
Температура воздуха на входе в ТВП1	320,11	319,20	-0,911591	3,33333	0,273	0,279416	0,0747899
Давление пара на выходе из 2 отсека (ХПП)	32,91	32,91	-0,000752782	0,133333	0,006	0,0306161	3,18758e-05
Давление пара на входе в 1 отсек	125,92	128,16	2,23685	0,833333	2,684	2,68842	7,20503
Давление пара на входе в 2 отсек	48,48	46,39	-2,09375	0,216667	9,663	0	93,3827
Давление пара на входе в 3 отсек	28,34	28,59	0,248313	0,133333	1,862	1,89264	3,46835
Давление пара на входе в 4 отсек	15,83	15,82	-0,0126847	0,0833333	0,152	0,157655	0,0231698
Давление пара на входе в 5 отсек	7,64	9,25	1,60593	0,0333333	48,178	0	2321,11
Давление пара на входе в 6 отсек	3,89	3,89	-0,003318	0,0133333	0,249	0,253733	0,0619263
Давление пара на входе в 7 отсек	1,22	1,20	-0,0186237	0,01	1,862	0	3,46841
Давление пара на входе в 8 отсек	0,93	0,91	-0,0190386	0,00666667	2,856	2,86917	8,15554
Давление пара на входе в 9 отсек	0,21	0,17	-0,0409353	0,00333333	12,281	0	150,813
Давление пара на входе в конденсатор	0,0653	0,06	-0,00629742	0,00333333	1,889	1,91635	3,56918
Температура пара на выходе из 1 отсека	412,1	411,9	-0,245407	5,33333	0,046	0,057063	0,00211728
Температура пара на выходе из 2 отсека	359,2	359,3	0,067171	4	0,017	0,0344609	0,000281996
Температура пара на выходе из 3 отсека	483,3	491,1	7,84748	5,33333	1,471	1,4719	2,16502
Температура пара на выходе из 4 отсека	382,1	435,3	53,2445	4	13,311	0	177,186
Температура пара на выходе из 5 отсека	298,7	298,1	-0,569244	4	0,142	0,145493	0,0202524
Температура пара на выходе из 6 отсека	177,1	177,2	0,0551354	2,66667	0,021	0,0360923	0,000427487
Температура пара на выходе из 7 отсека	156,7	156,9	0,188655	2,66667	0,071	0,0939207	0,0050493
Температура пара на выходе из 8 отсека	61,0	70,0	9,03556	1,33333	6,777	0	45,9232
Температура пара на выходе из 9 отсека	37,3	38,5	1,15274	1,33333	0,865	0,874491	0,74746
Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора	29,6	30,2	0,558459	0,666667	0,838	0,841736	0,701723
Температура воды на выходе из конденсатора	36,7	38,8	2,11642	0,666667	3,175	3,1825	10,0783
Температура питательной воды на выходе из ПНД1	55,7	55,7	-0,00879304	1,33333	0,007	0,0434275	4,34911e-05
Температура питательной воды на выходе из ПНД2	96,7	95,4	-1,25333	1,33333	0,940	0,943487	0,88359
Температура питательной воды на выходе из ПНД3	137,0	139,4	2,36605	1,33333	1,775	1,79049	3,14898
Температура питательной воды на выходе из деаэратора	165,2	164,4	-0,812265	1,33333	0,609	0,61312	0,371123
Температура питательной воды на выходе из ПВД4	198,9	198,7	-0,181866	2	0,091	0,126015	0,00826877
Температура питательной воды на выходе из ПВД5	236,3	236,6	0,348878	2	0,174	0,186767	0,0304289
Температура питательной воды на выходе из ПВД6	259,8	261,9	2,13284	2	1,066	1,07027	1,13725
Электрическая мощность на клеммах генератора	227,10	227,1	-0,00657696	0,416667	0,016	0,0583568	0,000249157
Температура пара на выходе из ОК	269,6	269,6	-0,0142675	2	0,007	0,0397194	5,08903e-05
Температура пара на выходе из ВЭК	337,3	332,7	-4,59148	2,66667	1,722	1,74857	2,96461
Давление пара на выходе из барабана	166,95	167,0	-0,0027211	0,833333	0,003	0,0295994	1,07094e-05
Температура пара на входе в РПП	357,8	358,2	0,41964	3,33333	0,126	0,127285	0,0158488

Рисунок 3.6 – Пример сформированного отчета после идентификации модели

3.3 Выводы по Главе 3

В данной главе представлена структура программно-вычислительного комплекса, предназначенного для построения математических моделей теплоэнергетического оборудования, идентификации параметров математических моделей ТЭУ и выполнения оптимизационных расчетов исследуемых энергоустановок.

Программно-вычислительный комплекс включает в себя восемь блоков, соединенных каналами передачи информации. В главе приводится краткое описание каждого из этих блоков и их применение к разработке математической модели, идентификации параметров и оптимизации режимов работы исследуемого в работе паротурбинного энергоблока.

При создании ПВК автор использовал некоторые разработанные ранее в ИСЭМ СО РАН средства математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок, а именно СМПП-ПК и модифицированный градиент-

ный метод оптимизации. Но впервые собраны воедино уже существующие и разработанные лично автором блоки в оригинальный ПВК с новой структурой.

В частности, автором разработаны следующие блоки ПВК:

- постановка задачи идентификации для каждого из этапов предлагаемой трех-этапной методики, при этом созданы математические модели, реализующие все необходимые для идентификации расчеты векторов параметров и выполнены все необходимые оптимизационные расчеты в блоке идентификации параметров математической модели ТЭУ;
- блок оценивания точности выполненной идентификации, в котором реализованы расчеты относительных критериев точности отдельных измеряемых параметров и суммарной относительной точности настройки математической модели ТЭУ;
- блок постановки оптимизационных задач и их решение модифицированным градиентным методом в блоке оптимизации режимов работы ТЭУ;
- блок разработки математической модели ТЭУ, в котором создана оригинальная математическая модель исследуемого в работе энергоблока и внесены все необходимые для расчетов исходные данные.

Разработанный в рамках данной диссертационной работы ПВК позволяет в одном цикле оптимизационных расчетов решить комплексную задачу идентификации параметров, оценивания состояния и оптимизации режимов работы, используя одну математическую модель исследуемой энергоустановки.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

В данной главе представлены результаты оптимизационных расчетов, направленных на идентификацию параметров математической модели энергоблока мощностью 225 МВт, с целью настройки данной модели исследуемого теплоэнергетического оборудования с учетом его текущего состояния. На основе изложенной в главе 1 методики идентификации параметров математических моделей ТЭУ выполнены расчеты для каждого этапа методики, которые приведены в данной главе. Кроме того, представлены примеры выполненной оптимизации режимов работы исследуемого оборудования с помощью настроенной математической модели и примеры оптимизационных исследований рассматриваемого в работе энергоблока.

4.1 Исходные данные, принятые при идентификации параметров математической модели исследуемого энергоблока

Необходимые для идентификации параметров математической модели исследуемого в данной работе энергоблока значения контрольных замеряемых параметров в различных точках расчетной схемы энергоблока были взяты из предоставленного инженерным персоналом электростанции выгрузки показаний датчиков. Класс точности использованных средств измерения составляет: для приборов, измеряющих электрическую нагрузку – 0,5%, давление – 1,0%, температуры воды и пара – 2,0%, расхода – 1,5%, температуры газов – 5,0%.

Для выполнения идентификации параметров математической модели энергоблока были отобраны три установившихся режима работы энергоблока (нагруз-

ка 227 МВт, минимальная нагрузка 125 МВт и максимальная нагрузка 235 МВт). Разница во времени между рассматриваемыми режимами работы энергоблока была минимальной; это необходимо для того, чтобы считать настраиваемые коэффициенты математической модели энергоблока постоянными и минимизировать влияние загрязнений поверхностей нагрева и других факторов на точность выполненной идентификации.

Каждый из рассматриваемых режимов работы энергоблока включал в себя 60 замеренных значений контрольных параметров в различных точках технологической схемы, из которых 5 измеряемых параметров являются информационно-входными (задаваемыми) для математической модели (x_3) и 55 параметров являются информационно-выходными (вычисляемыми) при расчете математической модели (y_3). Состав вектора контрольных измеряемых параметров математической модели энергоблока, а также классы точности и значения шкал используемых датчиков приводится в Таблице А.1.

Для того, чтобы несколько уменьшить размерность оптимизационной задачи идентификации параметров математической модели энергоблока, было принято решение вручную настроить гидравлические сопротивления основных элементов энергоблока. Из-за того, что используемые математические модели поверхностей нагрева котельного агрегата учитывали лишь сопротивления по длине труб, обусловленных их шероховатостью и трением рабочего тела, и не учитывали местные сопротивления, обусловленные изгибами труб и другими причинами, некоторые математические модели были модернизированы. Так, в каждую из математических моделей элементов котельного агрегата были добавлены формулы, позволяющие вычислить давление после поверхности нагрева с учетом сопротивления по длине трубы и местных гидравлических сопротивлений:

$$P_2 = P_2^* - \Delta P, \quad (4.1)$$

$$\Delta P = \Delta P_{ном} \left(\frac{G}{G_{ном}} \right)^2, \quad (4.2)$$

где P_2 – давление после рассчитываемой поверхности нагрева с учетом сопротивления по длине и местных гидравлических сопротивлений;

P_2^* – давление после рассчитываемой поверхности нагрева с учетом только сопротивления по длине;

ΔP – величина местных сопротивлений в рассчитываемой поверхности нагрева;

$\Delta P_{ном}$ – номинальное значение величины местных сопротивлений в рассчитываемой поверхности нагрева;

G – значение текущего расхода воды или пара через рассчитываемую поверхность нагрева;

$G_{ном}$ – номинальное значение расхода воды или пара через рассчитываемую поверхность нагрева.

Для настройки гидравлических сопротивлений поверхностей нагрева в элементах математической модели котельного агрегата был использован гидравлический расчет данного агрегата, выполненный на номинальном режиме. Порядок действия был следующим: номинальное значение расхода воды или пара через рассчитываемую поверхность нагрева ($G_{ном}$) задавалось постоянным, как в заводском расчете агрегата на номинальный режим работы. Далее подвергалось изменениям настраиваемое номинальное значение величины местных сопротивлений в рассчитываемой поверхности нагрева ($\Delta P_{ном}$) таким образом, чтобы значение давления после данной поверхности нагрева (P_2) совпало со значением давления согласно гидравлическому расчету котельного агрегата на номинальный режим.

Математические модели паровой турбины, такие как регенеративные подогреватели и конденсатор пара уплотнений, уже включали в себя формулы (4.1; 4.2) по расчету давления на выходе с учетом сопротивления по длине и местных сопротивлений. Как и в случае с элементами нагрева котельного агрегата математические модели элементов турбоустановки были вручную настроены в соответствии с гидравлическим расчетом на номинальном режиме работы энергоблока. Таким образом, в процессе дальнейшей идентификации параметров математической модели энергоблока, настройке подвергалась в большей степени тепловая

эффективность элементов расчетной схемы энергоблока и распределение давлений в отсеках паровой турбины.

4.2 Идентификация параметров математической модели энергоблока

Как было описано в первой главе настоящей работы, задача идентификации параметров математической модели существующего теплоэнергетического оборудования с учетом его текущего состояния является достаточно сложной задачей, как в плане постановки оптимизационной задачи, так и в плане выявления грубых погрешностей измеряемых контрольных параметров и ошибок самой математической модели. В связи с этим была предложена методика идентификации, разбитая на 3 основных этапа, решаемых последовательно, и учитывающая изменения, внесенные на предыдущих этапах.

В данном разделе приводится постановка оптимизационных вычислений решения задачи идентификации параметров математической модели применительно к описанному во второй главе энергоблоку и результаты, полученные в результате вычислительных экспериментов.

4.2.1 Первый этап идентификации математической модели энергоблока

Как было отмечено в главе 1, на первом этапе идентификации не выполняется настройка коэффициентов математической модели ТЭУ, а выявляются и исключаются из задачи замеры с грубыми погрешностями измерений.

На первом этапе идентификации была сформирована оптимизационная задача (1.1 – 1.7), в которой количество оптимизируемых параметров для каждого из 3-х рассматриваемых режимов работы составило 17; а суммарное количество ограничений-неравенств – 345; суммарное количество ограничений-равенств – 1455. В качестве целевой функции выступал дополнительный оптимизируемый

параметр, в оптимальной точке соответствующий максимальной относительной невязке среди всех измеряемых контрольных параметров в каждом из рассматриваемых режимов работы энергоблока по-отдельности.

Вектор оптимизируемых параметров состоял из:

- 11 не измеряемых на энергоблоке параметров, среди которых присутствовали расход сжигаемого в котле топлива, коэффициент избытка воздуха в топке, впрыски в 4 ступени пароохладителей, напоры основных насосов тракта основного конденсата, регуляторы температуры перегретого пара;
- 5 замеров контрольных параметров, являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели;
- 1 дополнительный параметр, в оптимальной точке соответствующий максимальной относительной невязке измеряемых контрольных параметров в каждом из трех участвующих в оптимизационном расчете режиме работы энергоблока.

Вектор-функции ограничений-неравенств состоял из:

- 120 ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений контрольных параметров с учетом точности датчиков (1.4; 1.5);
- 220 физических ограничений, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других;
- 5 режимных ограничений: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление пара в конденсаторе турбины и температуру уходящих газов.

Вектор-функции ограничений-равенств состоял из всех уравнений математической модели энергоблока и входящих в ее состав элементов.

Применительно к исследуемому в работе энергоблоку степень переопределенности системы уравнений на первом этапе идентификации составила (1.8):

$$s_{пер} = \frac{n_{ур}}{n_{ин}} = \frac{n_{xz} + n_{yz}}{n_{xz} + n_{xn}} = \frac{5 + 55}{5 + 11} = 3,75 > 1.$$

Таким образом, система уравнений является переопределенной, что позволяет решать оптимизационную задачу на первом этапе идентификации.

Состав вектора и границы не измеряемых на энергоблоке режимных параметров, а также измеряемых контрольных параметров, являющихся информационно-входными для математической модели, приводятся соответственно в Таблицах А.2 и А.3.

Состав вектор-функции физических ограничений-неравенств оптимизационной задачи идентификации параметров математической модели энергоблока и их минимальные и максимальные границы приведены в Таблице А.4. Состав вектор-функции режимных ограничений-неравенств задачи идентификации и их минимальные и максимальные границы приведены в Таблице А.5.

Расчеты, выполненные для каждого из трех рассматриваемых режимов работы по отдельности на первом этапе решения задачи идентификации, выявил ряд замеров контрольных параметров, мешающих снизить значение максимальной относительной невязки. Среди замеров, вызывающих сомнение в своей точности, выделяются значения давлений на входе в некоторые отсеки турбоустановки, расход воды на выходе из конденсатора и значение температуры газов за одним из конвективных пароперегревателей котельного агрегата.

В качестве объективной проверки корректности значений замеров, предоставленных персоналом электростанции, для каждого из рассматриваемых режимов работы энергоблока были построены диаграммы расширения пара в h,s -координатах, приведенные на рисунках 4.1, 4.2. Значения давлений и температур для построения данных диаграмм были взяты из выгрузки показаний датчиков, предоставленных с электростанции. Значения энтальпии и энтропии для каждой из точек были рассчитаны с помощью подпрограммы расчета свойств воды и водяного пара. Цифры на графике указывают на номер отсека турбины, на входе в который замерялось давление пара (ХПП – пар, поступающий в холодную нитку промежуточного перегрева пара после расширения в цилиндре высокого давления, ГПП – пар, поступающий в цилиндр среднего давления из горячей нитки промперегрева, К – конденсатор турбоустановки).

Замеры давления пара, поступающего в 7 и 9-й отсеки турбины, отсутствовали, также отсутствовал замер температуры на входе в 9-й отсек, так как в данных точках технологической схемы установки неисправны датчики давления и температуры соответственно, поэтому значения замеров данных параметров были заданы приближенно и исключены из дальнейших расчетов.

Кроме этого, вызвали сомнение замеры давления на входе во 2 и 5-й отсеки турбины. Очевидно, что термодинамически невозможно получить внутренний относительный КПД отсека турбины больше 100% (наклон графика расширения пара в сторону уменьшения энтропии). Следовательно, данные замеры являются неточным и их следует исключить из дальнейших расчетов. Также было принято решение исключить из состава измеряемых параметров расход воды на выходе из конденсатора по причине большого расхождения значений данного параметра в двух режимах. Последний замер, который был исключен из дальнейших расчетов – замер температуры горячих газов в точке за второй ступенью конвективного пароперегревателя вторичного пара (КПП НД-2), так как данный замер имел большое расхождение во всех рассматриваемых режимах.

На Рисунке 4.1 изображены графики процесса расширения пара в турбине в h,s -диаграмме, построенные по полученным замерам для первого и второго режима работы энергоблока. На графике в точках 2, 5, 7 наблюдается наклон в сторону уменьшения энтропии пара, что невозможно, так как в этом случае термодинамический КПД такого процесса становится больше 100%. Следовательно, замеры давления на входе в соответствующие отсеки турбины ошибочны и их следует исключить из оптимизационной задачи.

На Рисунке 4.2 изображен график процесса расширения пара в турбине в h,s -диаграмме, построенный по полученным замерам для третьего режима работы энергоблока. На графике в точках 5, 6 наблюдается наклон в сторону уменьшения энтропии пара, что невозможно, так как в этом случае термодинамический КПД такого процесса становится больше 100%. Следовательно, замеры давления на входе в соответствующие отсеки турбины ошибочны и их следует исключить из оптимизационной задачи.

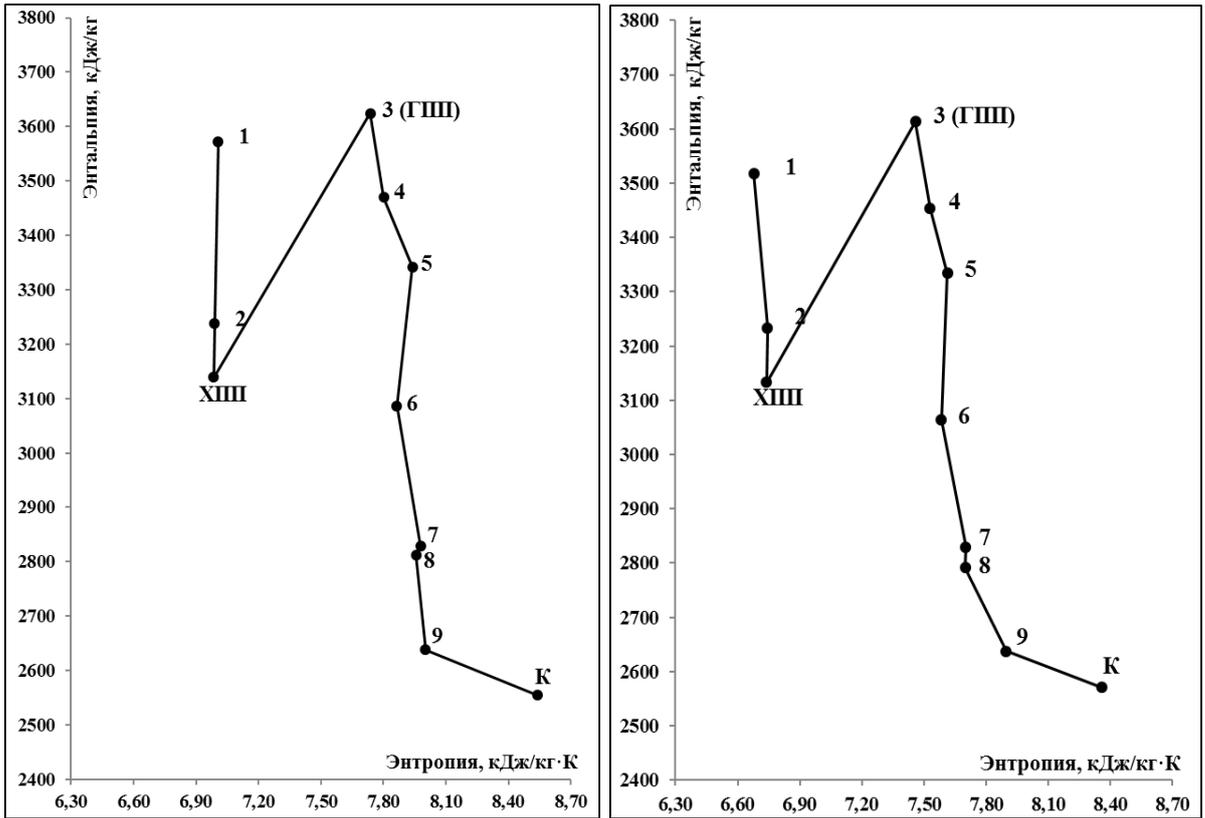


Рисунок 4.1 – Процессы расширения пара в турбоустановке для первого и второго режима, построенные по замерам в h,s -диаграмме

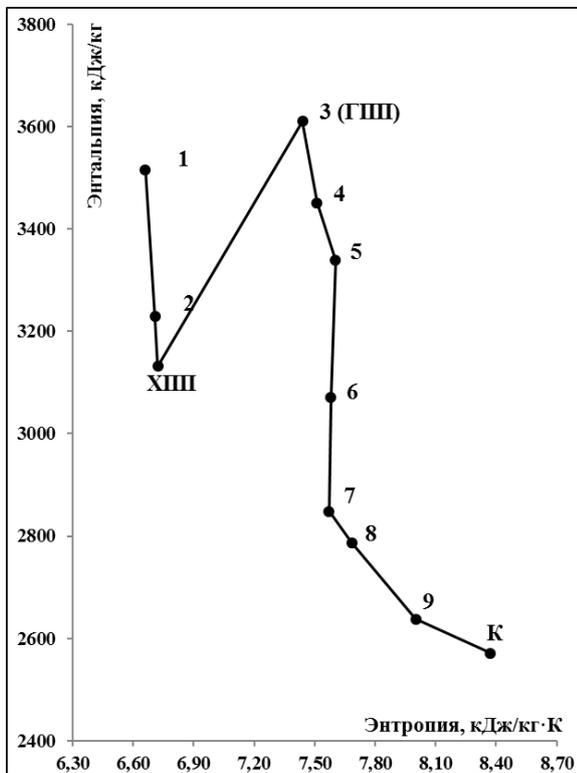


Рисунок 4.2 – Процесс расширения пара в турбоустановке для третьего режима, построенный по замерам в h,s -диаграмме

Таким образом вектор измеряемых контрольных параметров после первого этапа идентификации параметров математической модели энергоблока был уменьшен на 8 измеряемых контрольных параметров: 5 параметров содержат грубую погрешность измерения; для 3-х других отсутствуют датчики измерения соответствующих параметров. Вышеизложенные изменения в векторе измеряемых параметров были учтены при оптимизационных расчетах, выполняемых на втором этапе идентификации.

4.2.2 Второй этап идентификации математической модели энергоблока

На втором этапе идентификации была сформирована оптимизационная задача (1.9 – 1.15), в которой количество оптимизируемых параметров для всех рассматриваемых режимов работы совместно составило 103, суммарное количество ограничений-неравенств – 987, суммарное количество ограничений-равенств – 1455. В качестве целевой функции выступал дополнительный оптимизируемый параметр, в оптимальной точке соответствующий максимальной относительной невязке среди всех измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока совместно.

Стоит отметить, что на данном этапе идентификации вектор настраиваемых коэффициентов включается в состав оптимизируемых параметров для настройки соответствующих коэффициентов. Состав вектора настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока и их минимальные и максимальные границы приведены в Таблице А.6.

Вектор оптимизируемых параметров состоял из:

- 54 настраиваемых коэффициентов математической модели;
- $11 * 3 = 33$ не измеряемых на энергоблоке параметров, среди которых присутствовали расход сжигаемого в котле топлива, коэффициент избытка воздуха в топке, впрыски в 4 ступени пароохладителей, напоры основных насосов тракта основного конденсата, регуляторы температуры перегретого пара;

- $5 * 3 = 15$ замеров контрольных параметров, являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели;
- 1 минимизируемый дополнительный параметр, в оптимальной точке соответствующий максимальной относительной невязке измеряемых контрольных параметров во всех режимах работы энергоблока совместно.

Вектор-функции ограничений-неравенств состоял из:

- $104 * 3 = 312$ ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений измеряемых контрольных параметров с учетом точности датчиков (1.12; 1.13);
- $220 * 3 = 660$ физических ограничений, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других;
- $5 * 3 = 15$ режимных ограничений: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление пара в конденсаторе турбины и температуру уходящих газов.

Вектор-функции ограничений-равенств состоял из всех уравнений математической модели энергоблока и входящих в ее состав элементов.

Степень переопределенности системы уравнений на втором этапе идентификации больше единицы, что позволяет решать данную оптимизационную задачу. Степень переопределенности вычисляется из соотношения (1.16):

$$s_{пер} = \frac{n_{ур}}{n_{нп}} = \frac{(n_{xz} + n_{уз}) \cdot R}{(n_{xz} + n_{хн}) \cdot R + n_{\theta}} = \frac{(5 + 47) \cdot 3}{(5 + 11) \cdot 3 + 54} = 1,53 > 1.$$

Решение оптимизационной задачи на втором этапе идентификации параметров математической модели энергоблока, позволило минимизировать целевую функцию (1.9) до значения 3,104. Как было сказано главе 1, в основе метода лежит правило «трех сигм», что означает, что максимальная относительная погрешность, равная 3,0 или меньше объясняется заявленной точностью датчиков, использованных для получения замеров. Дополнительную погрешность можно объ-

яснить несовершенством нормативных методов расчета котельного агрегата и турбоустановки, а также необходимыми допущениями, сделанными в математической модели энергоблока.

В данном случае минимальная погрешность методики равняется $\delta_{\min}^{мет} = 0,104$, в предположении, что истинное значение параметра с максимальной относительной невязкой лежит на нижней границе диапазона его истинного значения. С другой стороны, максимальная погрешность методики равняется $\delta_{\max}^{мет} = 3,104$, в предположении, что истинное значение параметра с максимальной относительной невязкой лежит на верхней границе диапазона.

Полученное значение целевой функции после второго этапа идентификации, равное 3,104, удовлетворяет условию точности, так как оно близко к идеальному с точки зрения точности значению 3,0. Для получения значения критериев точности (1.45, 1.46) были просуммированы модули и квадраты всех относительных невязок измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока. Величина критериев точности после второго этапа идентификации составила: $k_{mod} = 231,88$; $k_{sq} = 506,21$. Данное значение косвенно отражает степень сходимости расчетов математической модели ТЭУ с работой существующей установки и может использоваться для сравнительного анализа результатов идентификации.

4.2.3 Третий этап идентификации математической модели энергоблока

На третьем этапе идентификации была сформирована оптимизационная задача (1.17 – 1.23), в которой количество оптимизируемых параметров для всех рассматриваемых режимов работы совместно составило 102, суммарное количество ограничений-неравенств – 987, суммарное количество ограничений-равенств – 1455. В качестве целевой функции выступала сумма квадратов относительных

невязок среди всех параметров во всех рассматриваемых режимах работы исследуемого энергоблока (1.17).

Вектор оптимизируемых параметров состоял из:

- 54 настраиваемых коэффициентов математической модели;
- $11 * 3 = 33$ не измеряемых на энергоблоке параметров, среди которых присутствовали расход сжигаемого в котле топлива, коэффициент избытка воздуха в топке, впрыски в 4 ступени пароохладителей, напоры основных насосов тракта основного конденсата, регуляторы температуры перегретого пара;
- $5 * 3 = 15$ замеров контрольных параметров, являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели.

Вектор-функции ограничений-неравенств состоял из:

- $104 * 3 = 312$ ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений измеряемых контрольных параметров с учетом точности датчиков (1.20; 1.21);
- $220 * 3 = 660$ физических ограничений, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других;
- $5 * 3 = 15$ режимных ограничений: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление пара в конденсаторе турбины и температуру уходящих газов.

Вектор-функции ограничений-равенств состоял из всех уравнений математической модели энергоблока и входящих в ее состав элементов.

Третий этап идентификации необходим для того, чтобы добиться максимально возможного сближения расчетов математической модели с замерами, выполненными на реальном оборудовании. Целевая функция оптимизационной задачи на данном этапе идентификации (1.17), в отличие от дополнительного оптимизируемого параметра ψ (1.9) на втором этапе, представляет собой сумму квадратов всех относительных невязок контролируемых параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Следовательно, на третьем этапе иден-

тификации можно добиться снижения всех относительных невязок измеряемых контрольных параметров (даже самых незначительных), а не только максимальной относительной невязки, как втором этапе. Именно в этом заключается принципиальная разница в построении оптимизационной задачи на втором и третьем этапах идентификации.

Важно подчеркнуть, что значение максимальной относительной невязки контрольных параметров, полученной на втором этапе идентификации (1.9) было зафиксировано на значении 3,20 и исключено из состава оптимизируемых параметров. Данное значение параметра вводится как константа в выражения ограничений-неравенств измеряемых контрольных параметров (1.20; 1.21) и служит верхней границей для относительных невязок во всех рассматриваемых режимах работы энергоблока. Данная операция позволяет исключить увеличение максимальной относительной невязки при решении оптимизационной задачи третьего этапа идентификации параметров математической модели энергоблока.

После минимизации суммы квадратов относительных невязок на третьем этапе идентификации значение критериев точности составило: $k_{mod} = 189,18$; $k_{sqr} = 390,61$. Таким образом критерий k_{mod} уменьшился на 18,4%, а критерий k_{sqr} уменьшился на 22,8% по сравнению с минимизацией только максимальной относительной невязки измеряемых параметров на втором этапе идентификации. Оба критерия указывают на существенно более точную настройку математическую модели энергоблока с учетом его текущего состояния.

Как было отмечено в главе 1, в настоящей работе предлагается новая постановка оптимизационной задачи третьего этапа идентификации (1.24 – 1.30). Размерность новой постановки оптимизационной задачи составила 258 оптимизируемых параметров, 987 ограничений-неравенств, 1455 ограничений-равенств. В качестве целевой функции выступила сумма дополнительных оптимизируемых параметров, в оптимальной точке соответствующая минимальной сумме модулей относительных невязок измеряемых контрольных параметров во всех рассматриваемых режимах работы установки (1.24).

Вектор оптимизируемых параметров состоял из:

- 54 настраиваемых коэффициентов математической модели;
- $52 * 3 = 156$ дополнительных оптимизируемых параметров, входящих в состав целевой функции;
- $11 * 3 = 33$ не измеряемых на энергоблоке параметров, среди которых присутствовали расход сжигаемого в котле топлива, коэффициент избытка воздуха в топке, впрыски в 4 ступени пароохладителей, напоры основных насосов тракта основного конденсата, регуляторы температуры перегретого пара;
- $5 * 3 = 15$ замеров контрольных параметров, являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели.

Вектор-функции ограничений-неравенств состоял из:

- $104 * 3 = 312$ ограничений на минимальное и максимальное значение рассчитываемых значений измеряемых контрольных параметров с учетом точности датчиков (1.27; 1.28);
- $220 * 3 = 660$ физических ограничений, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других;
- $5 * 3 = 15$ режимных ограничений: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление пара в конденсаторе турбины и температуру уходящих газов.

Вектор-функции ограничений-равенств состоял из всех уравнений математической модели энергоблока и входящих в ее состав элементов.

После решения оптимизационной задачи (1.24 – 1.30) значение критериев точности составило: $k_{mod} = 159,02$; $k_{sqr} = 358,48$. Таким образом критерий k_{mod} уменьшился на 31,4%, а критерий k_{sqr} уменьшился на 29,2% по сравнению со значениями, полученными после минимизации только максимальной относительной невязки измеряемых контрольных параметров на втором этапе идентификации. Вышеизложенные результаты демонстрируют преимущество трехэтапного подхода к настройке коэффициентов математических моделей сложного теплоэнергетического оборудования.

Кроме того, благодаря выполненным вычислительным экспериментам можно сравнить эффективность двух постановок оптимизационной задачи для третьего этапа идентификации, решенных с одной начальной точки. Значение обоих критериев точности меньше в случае минимизации новой целевой функции: значение k_{mod} ниже на 15,9%, а значение k_{sqr} ниже на 8,2%, что свидетельствует о большей эффективности новой постановки оптимизационной задачи и лучшем приближении к оптимуму. Также следует отметить, что оптимизационный процесс быстрее сходится при использовании новой постановки задачи, так как оптимальное значение достигается за меньшее количество итераций.

Значения всех измеряемых контрольных параметров для 3-х рассматриваемых режимов работы энергоблока с указанием относительной невязки (критерий точности) для каждого из параметров приведены в Таблице Б.1. Причем в таблице значения замеров контрольных параметров находятся снизу, а значения контрольных параметров, рассчитанных на математической модели энергоблока – сверху. В таблице заливкой выделены значения тех измеряемых параметров, датчики которых отсутствовали во время контрольных испытаний энергоблока или тех параметров, которые были исключены на первых этапах решения задачи идентификации. В таблицу внесены значения измеряемых контрольных параметров, полученных после минимизации с помощью новой постановки оптимизационной задачи, так как в этом случае была достигнута наилучшая точность.

Начальные значения настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока, а также значения коэффициентов после завершения идентификации параметров математической модели энергоблока приводятся в Таблице Б.2. Значения не измеряемых оптимизируемых параметров математической модели энергоблока приводятся в Таблице Б.3. Значения рассчитанных внутренних относительных КПД отсеков турбоустановки приводятся в Таблице Б.4. Значения расходов пара в систему регенерации турбоустановки приводятся в Таблице Б.5. Значения рассчитанных показателей эффективности математической модели энергоблока приводятся в Таблице Б.6.

4.3 Оптимизации режимов работы исследуемого энергоблока

Математическая модель существующего теплоэнергетического оборудования, настроенная с учетом его текущего состояния, позволяет решать ряд важных эксплуатационных задач. Среди них можно выделить задачи оценивания состояния, оптимизация режимов его работы и оптимизационные исследования с целью модернизации его технологической схемы для повышения энергетической и экономической эффективности работы данного оборудования. Более того, при наличии настроенных математических моделей всего основного оборудования ТЭС появляется возможность решать задачу оптимального распределения тепловой и электрической нагрузки между агрегатами электростанции.

В данном разделе приводятся примеры оптимизационного расчета для трех режимов работы исследуемого энергоблока, математическая модель которого настроена с учетом его текущего состояния и с большой точностью отражает реальные режимы функционирования установки.

В качестве целевой функции оптимизационной задачи был выбран удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто (то есть с учетом потери мощности на привод электронасосов и дутьевых машин), который отражает эффективность функционирования исследуемого энергоблока.

Вектор-функции ограничений-неравенств состоял из 225 ограничений:

- 220 физических ограничений-неравенств, включающих в себя неотрицательность расходов теплоносителей во всех элементах модели, ограничения на температурный напор, температурную и механическую прочность элементов котельного агрегата и ряд других (состав вектора ограничений и их границы приводится в Таблице А.4);
- 5 режимных ограничений-неравенств: на температуру первичного и вторичного пара, мощность турбоустановки, давление в конденсаторе и температуру уходящих газов (состав вектора ограничений и их границы приводится в Таблице А.5).

Вектор-функции ограничений-равенств, содержащий 1455 уравнений, состоял из всех уравнений математической модели энергоблока и входящих в ее состав элементов.

Оптимизационная задача включала в себя 10 оптимизируемых режимных параметра, влияя на которые можно добиться снижения целевой функции и повышения эффективности функционирования исследуемого энергоблока. Результаты оптимизации трех режимов работы исследуемого энергоблока приводятся в Таблицах В.1 – В.3. В строках 1 – 10 приводится состав и значения оптимизируемых режимных параметров; в строках 11 – 15 приводятся значения контролируемых режимных параметров; в строке 16 – значение минимизируемой целевой функции, характеризующей эффективность работы энергоблока; в строке 17 – значение энергетического КПД энергоблока.

В первом режиме работы энергоблока (227 МВт) удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии снизился на 2,9%. Во втором режиме работы энергоблока (125 МВт) удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии снизился на 4,5%. В третьем режиме работы энергоблока (235 МВт) удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии снизился на 3,1%. Из данных расчетов следует, что, влияя на режимные параметры энергоблока, можно добиться заметного снижения количества топлива, сжигаемого в котельном агрегате, при той же выработке электроэнергии, что несколько повышает эффективность работы (энергетический КПД) данного энергоблока.

Следует отметить, что по нескольким причинам затруднительно выполнить сравнение результатов оптимизации режимов работы, выполненной по нормативным данным энергоблока и результаты оптимизации, полученной с помощью настроенной математической модели энергоблока.

Во-первых, отсутствуют нормативные значения коэффициентов математической модели исследуемого энергоблока, которые можно задать лишь приближенно. В таблице Б.2 приводятся заданные автором начальные значения настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока, а также значения коэффициентов, полученные после выполнения идентификации ее параметров. В

таблице наблюдается значительное расхождение в значении многих настраиваемых коэффициентов. Из этого можно сделать вывод, что полученный результат оптимизации по начальным значениям коэффициентов модели даст значительное отклонение и не будет характеризовать оптимальный режим.

Во-вторых, в решаемой оптимизационной задаче присутствует большое количество физических и режимных ограничений-неравенств, определяющих область допустимых значений. Существует большая вероятность, что оптимальная точка, полученная с использованием начальных значений коэффициентов математической модели энергоблока, будет недопустимой.

4.4 Примеры оптимизационных исследований с использованием настроенной математической модели энергоблока

Помимо решения задач оптимизации режимов работы существующей теплоэнергетической установки, настроенная математическая модель ТЭУ позволяет проводить оптимизационные исследования такой установки. Известно, что натурные экспериментальные испытания, проводимые на основном оборудовании тепловых электрических станциях при всех своих достоинствах, обладают рядом существенных недостатков. Так, испытания теплоэнергетических установок стоят существенных материальных средств, потраченных на проведение эксперимента. Более того, полученные опытные данные очень узко описывают результаты опытов, проведенных на установках, и зачастую содержат не все необходимые данные, особенно это касается процессов, проходящих в элементах такой установки.

Напротив, применение математического моделирования и аппарата оптимизационных вычислений при исследовании процессов, происходящих в рассматриваемом оборудовании, позволяет с небольшими материальными затратами получить необходимые сведения, при этом, не снижая надежности самой установки. В данном разделе приводятся два примера применения настроенной на фактическое

состояние математической модели энергоблока при оптимизационном исследовании ее работы.

В первом исследовании определяется оптимальное значение давления пара в конденсаторе турбоустановки с учетом потерь мощности на привод насоса охлаждающей циркуляционной воды.

Во втором исследовании рассматривается влияние впрыска охлаждающей воды в пароохладитель вторичного пара (впрыск НД) после конвективного пароперегревателя первой ступени на снижение энергетической эффективности всего энергоблока.

4.4.1 Определение оптимального значения давления пара в конденсаторе турбоустановки

Для получения значения оптимального давления пара в конденсаторе турбоустановки необходимо выполнить ряд оптимизационных расчетов на настроенной математической модели энергоблока. Суть исследования можно изложить следующим образом. Предлагается с определенным шагом изменять значение количества охлаждающей воды, поступающей в конденсатор. При этом значение давления в конденсаторе будет изменяться пропорционально количеству охлаждающей воды. Важно при этом сохранить неизменные значения режимных параметров: расхода сжигаемого в котле топлива, температуры первичного пара, температуры вторичного пара и ряда других.

Таким образом, мы получим различные значения эффективности функционирования энергоблока при различных количествах охлаждающей воды. В качестве целевой функции в данном случае используется значение полезной мощности турбоустановки, которое учитывает потери мощности собственных нужд, в том числе и потери на циркуляционный насос охлаждающей воды и тягодутьевые установки котла.

В Таблице 4.1 приводятся результаты ряда вычислительных экспериментов, определяющих значения давления в конденсаторе турбины и получаемую при этом полезную мощность турбоустановки в зависимости от расхода циркуляционной охлаждающей воды. На Рисунке 4.3 изображены графики зависимостей давления в конденсаторе турбины (сплошная линия) и полезной мощности турбоустановки (штриховая линия) от количества охлаждающей циркуляционной воды.

Таблица 4.1 – Полученные данные оптимизационного исследования определения величины оптимального давления в конденсаторе на номинальном режиме работы

Расход охлаждающей воды, кг/с	Давление в конденсаторе, кг/см ²	Полезная мощность турбины, МВт
6000	0,0596	213,12
6500	0,0558	213,45
7000	0,0522	213,72
7500	0,0489	213,93
8000	0,0463	214,018
9000	0,0421	214,015
10000	0,0391	213,83
11000	0,0367	213,53
12000	0,0349	213,14
13000	0,0334	212,68
14000	0,0321	212,22
15000	0,0311	211,70
16000	0,0301	211,19

Как видно из Рисунка 4.3, график зависимости полезной мощности турбины от расхода охлаждающей циркуляционной воды содержит экстремум, соответствующий оптимальному значению количества охлаждающей воды в номинальном режиме работы данного оборудования. Сопоставив данные из двух графиков, можно получить значение оптимального давления в конденсаторе турбины и расхода охлаждающей циркуляционной воды для данного режима работы установки.

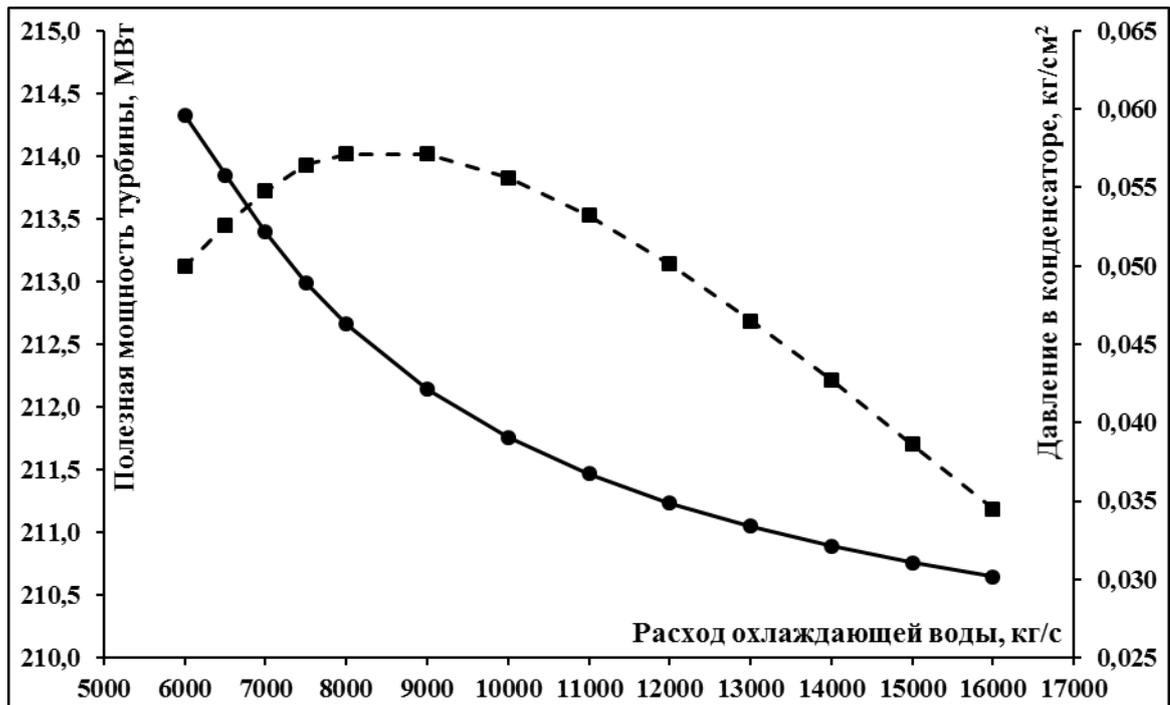


Рисунок 4.3 – Зависимость полезной мощности турбины и давления пара в конденсаторе от расхода охлаждающей циркуляционной воды

4.4.2 Исследование влияния впрыска охлаждающей воды в линию промежуточного перегрева пара на снижение энергетической эффективности энергоблока

Вторым примером применения настроенной математической модели энергоблока является исследование влияния впрыска охлаждающей воды в пароохладитель пара промежуточного перегрева после первой ступени конвективного пароперегревателя на снижение энергетической эффективности функционирования энергоблока. Очевидно, что при нулевом значении впрыска воды в пароохладитель вторичного пара эффективность работы энергоблока будет максимальной, но в реальных режимах его функционирования необходимо жертвовать эффективностью для поддержания необходимой температуры вторичного пара перед турбиной. Таким образом, задача состоит в построении зависимости показателей эффективности энергоблока от количества охлаждающей воды, поступающей в пароохладитель вторичного пара.

Принцип оптимизационного исследования подобен предыдущему примеру. Предлагается с определенным шагом изменять значение количество охлаждающей воды, поступающей в пароохладитель (впрыск) вторичного пара (пара промежуточного перегрева). Важно при этом сохранить неизменные значения режимных параметров: давления и температуры первичного и вторичного пара, давления пара в конденсаторе, мощности турбины и ряда других. Таким образом, мы получим различные значения эффективности функционирования энергоблока при различных количествах охлаждающей воды впрыска в паропровод вторичного пара. В качестве целевой функции в данном случае используется удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто. В Таблице 4.2 приводятся результаты оптимизационных исследований по определению зависимости показателей эффективности работы энергоблока от количества охлаждающей воды, поступающей в пароохладитель вторичного пара.

Таблица 4.2 – Полученные данные зависимости эффективности энергоблока от количества охлаждающей воды впрыска в пароохладитель вторичного пара

Уменьшение энтальпии вторичного пара, кДж/кг (ккал/кг)	Расход воды впрыска, кг/с	Удельный расход условного топлива, г у.т./кВт·ч	КПД энергоблока
0 (0)	0,000	328,67	37,55
8,37 (2)	0,493	329,02	37,51
16,74 (4)	0,984	329,39	37,47
25,12 (6)	1,475	329,83	37,41
33,49 (8)	1,967	330,26	37,36
41,86 (10)	2,459	330,73	37,31
50,23 (12)	2,946	331,24	37,25
58,60 (14)	3,439	331,84	37,17
66,98 (16)	3,939	332,52	37,09
75,35 (18)	4,456	333,19	37,01
83,72 (20)	4,960	333,92	36,93
92,09 (22)	5,462	334,79	36,83

На Рисунке 4.4 изображены графики зависимостей энергетического КПД энергоблока (сплошная линия) и удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии нетто (штриховая линия) от количества охлаждающей воды впрыска в трубопровод вторичного пара. На рисунке наблюдается уменьшение энергетического КПД и увеличение удельного расхода топлива с увеличением количества воды впрыска.

На Рисунке 4.5 изображен график зависимости увеличения расхода условного топлива при увеличении воды впрыска на 1 кг от расхода охлаждающей воды впрыска.

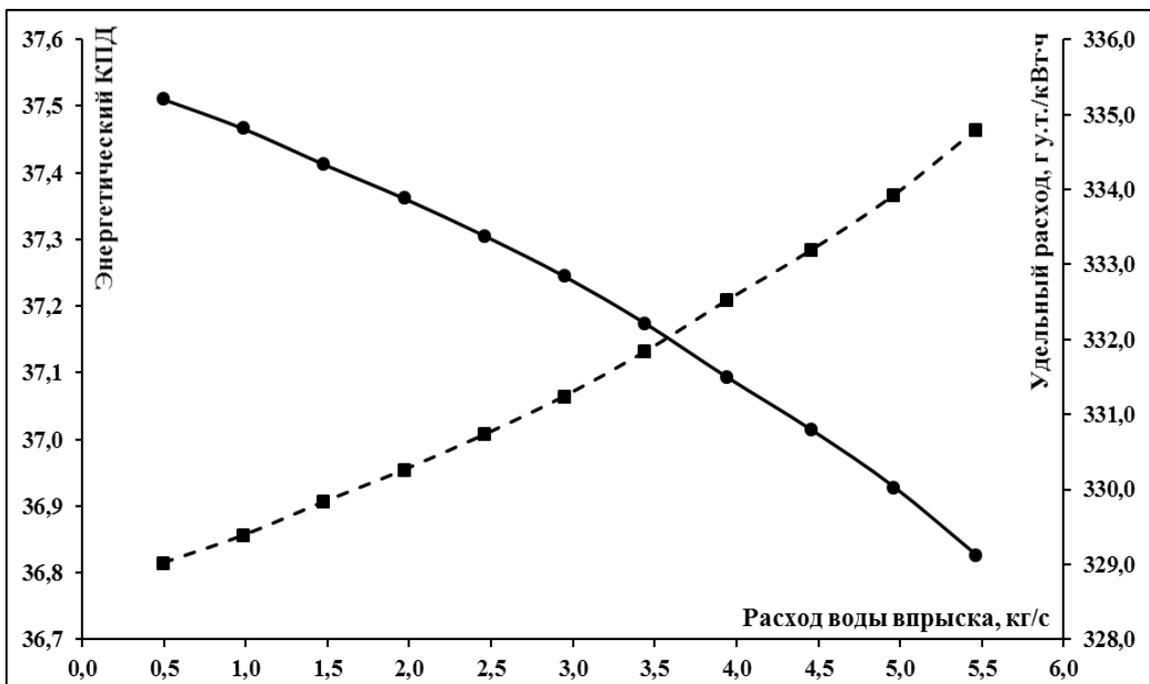


Рисунок 4.4 – Зависимость энергетического КПД энергоблока и удельного расхода условного топлива от расхода охлаждающей воды впрыска

Как видно из Рисунка 4.5 на каждый дополнительный килограмм охлаждающей воды впрыска в трубопровод вторичного пара приходится увеличение расхода условного топлива в среднем на 0,05 килограмм условного топлива. Причем, с увеличением расхода воды впрыска возрастает и расход топлива, отнесенный к 1 кг воды впрыска.

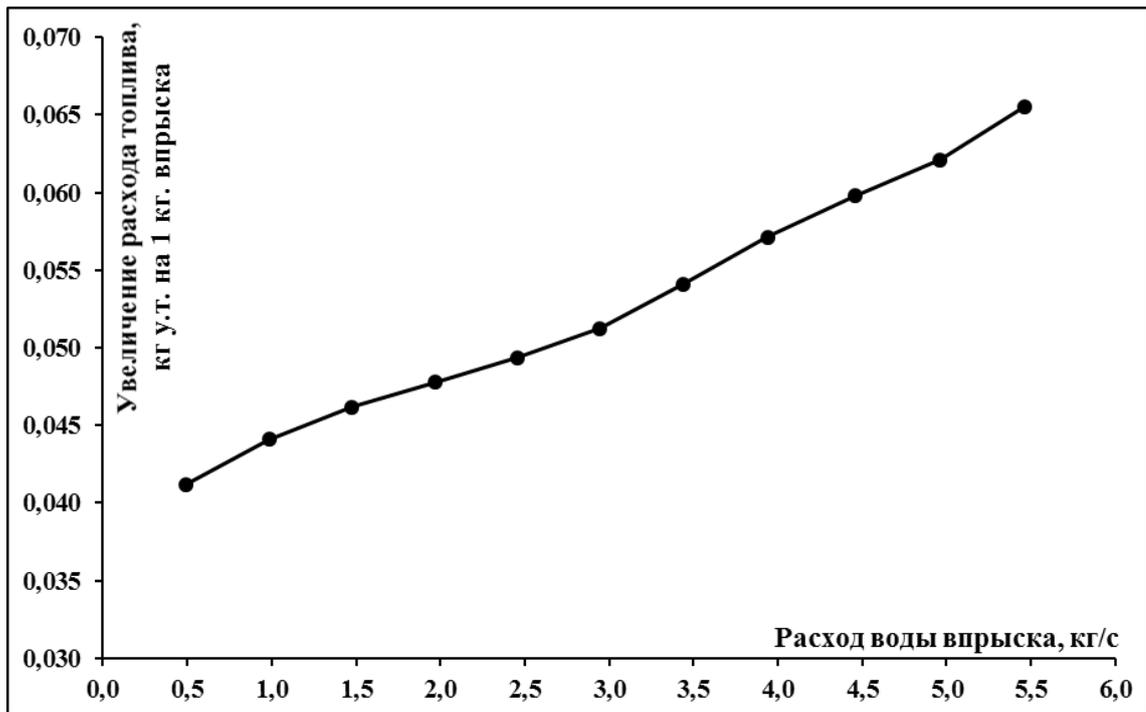


Рисунок 4.5 – Зависимость увеличения расхода условного топлива при увеличении воды впрыска на 1 кг от расхода охлаждающей воды впрыска

Вышеприведенные примеры оптимизационных исследований энергоблока с применением настроенной математической модели данного теплоэнергетического агрегата демонстрируют возможности математического моделирования существующих ТЭУ и параметрической оптимизации режимов их функционирования.

4.5 Выводы по главе 4

В четвертой главе настоящей работы приведены результаты оптимизационных расчетов, направленных на идентификацию параметров математической модели энергоблока мощностью 225 МВт, с целью настройки данной модели исследуемого теплоэнергетического оборудования с учетом его текущего состояния. Была сформулирована оптимизационная задача идентификации параметров математической модели энергоблока для каждого из трех этапов разработанной методики идентификации; назначен состав оптимизируемых параметров; сформирован

состав учитываемых ограничений-неравенств и представлены целевые функции оптимизационной задачи для каждого этапа идентификации.

Приведены результаты решения оптимизационных задач для каждого этапа идентификации. На первом этапе идентификации были выявлены, подтверждены и исключены пять замеров в каждом из рассматриваемых режимов работы энергоблока. На втором этапе получено значение максимальной относительной невязки для всех рассматриваемых режимов работы совместно. На третьем этапе идентификации были получены значения настраиваемых коэффициентов математической модели, описывающих текущие режимы работы исследуемого в работе энергоблока. Кроме того, было проведено сравнение двух постановок оптимизационной задачи третьего этапа идентификации и сделан вывод, что новая постановка задачи обладает большей эффективностью и лучшей сходимостью оптимизационного процесса.

Представлены результаты оптимизационных исследований с применением настроенной на текущее состояние математической модели энергоблока. Приведены результаты оптимизации трех режимов работы энергоблока с целью уменьшения удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии нетто за счет оптимального распределения режимных параметров.

Представлены результаты оптимизационных расчетов по определению оптимального давления в конденсаторе турбоустановки. Приведены результаты оптимизационных расчетов исследования влияния впрыска охлаждающей воды в трубопровод вторичного пара на эффективность функционирования энергоблока в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей существующих теплоэнергетических установок, предназначенная для более эффективной настройки математических моделей ТЭУ и учитывающая особенности технологической схемы исследуемого оборудования. Данная методика позволяет более эффективно выявлять грубые погрешности измерений измеряемых контрольных параметров, полученных при испытании моделируемого оборудования и повысить точность настройки математической модели с учетом текущего состояния энергоустановок.

2. Разработана и апробирована новая постановка оптимизационной задачи для третьего этапа идентификации параметров математических моделей ТЭУ, основанная на методе взвешенных наименьших модулей, показавшая ускорение сходимости оптимизационного процесса и повышение точности решения поставленной задачи.

3. Разработан метод, позволяющий учесть влияние изменения режима работы ТЭУ на изменение коэффициентов эффективности в некоторых математических моделях элементов расчетной схемы установки, реализованный на примере математической модели отсека турбоустановки.

4. Представлен оригинальный подход, позволяющий оценить суммарную погрешность идентификации математической модели ТЭУ, состоящей как из погрешности датчиков, используемых для получения замеров, так и погрешности самой математической модели и методики расчета.

5. Разработаны критерии точности, предназначенные для сравнительной оценки невязок как отдельных измеряемых контрольных параметров, так и суммарной остаточной невязки при решении задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ.

6. Построена подробная математическая модель современного паротурбинного пылеугольного энергоблока, состоящего из барабанного котельного агрегата

с промежуточным перегревом пара ЕП-630-13,8-565 БТ паропроизводительностью 630 т/ч и паровой турбоустановки К-225-12,8-3Р номинальной мощностью 225 МВт. Модель энергоблока разработана автором впервые и позволяет выполнять необходимые для идентификации параметров и оценивания состояния режимов оптимизационные расчеты модифицированным градиентным методом.

7. Разработан программно-вычислительный комплекс с оригинальной структурой, который позволяет создавать подробные математические модели ТЭУ с последующим их использованием для совместного решения задач идентификации параметров, оценивания состояния и выполнения оптимизационных расчетов режимов работы ТЭУ.

8. Применительно к исследуемому в работе энергоблоку сформулированы и решены оптимизационные задачи для каждого из трех этапов методики идентификации и приведены значения настраиваемых коэффициентов модели, характеризующие текущее состояние данной ТЭУ, и рассчитанные значения измеряемых параметров с указанием критериев точности для каждого параметра и суммарной относительной точности решения задачи идентификации.

9. Представлены результаты оптимизационных исследований с применением настроенной математической модели энергоблока. Приведены результаты оптимизации трех режимов работы энергоблока с целью уменьшения удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии за счет оптимального распределения режимных параметров. Приведены результаты оптимизационных расчетов по определению оптимального давления в конденсаторе турбоустановки и результаты исследования влияния впрыска охлаждающей воды в трубопровод вторичного пара на эффективность функционирования энергоблока в целом.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Обозначение величин

- A – коэффициент квадратичной функции внутреннего относительного КПД отсека (коэффициента дросселирования пара в деаэраторе)
- a – коэффициент состояния поверхности теплообмена конденсатора
- B – коэффициент квадратичной функции внутреннего относительного КПД отсека (коэффициента дросселирования пара в деаэраторе)
- b – поправочный коэффициент, учитывающий внутренний диаметр трубок и среднюю температуру охлаждающей воды
- C – коэффициент квадратичной функции внутреннего относительного КПД отсека (коэффициента дросселирования пара в деаэраторе)
- c_k – коэффициент парового сопротивления конденсатора
- c_p – изобарная теплоемкость воды, кДж/кг·К
- D – расход пара, кг/с
- $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр, мм
- d_k – удельная паровая нагрузка конденсатора, кг/м²·ч
- $d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр, мм
- F – площадь поверхности теплообмена, м²
- f – функция; площадь проходного сечения для пара в узком сечении между трубками по периметру трубного пучка, м²
- G – вектор-функция ограничений-неравенств, учитывающая физические и режимные ограничения на работу реального оборудования; расход, кг/с
- g – ускорение свободного падения, м/с²
- H – вектор-функция ограничений-равенств, включающая в себя все уравнения математической модели и входящих в ее состав элементов
- h – энтальпия, кДж/кг
- h^* – энтальпия пара в конце идеального расширения, кДж/кг
- H_k – гидравлическое сопротивление конденсатора по воде, кг/см²

- k – коэффициент теплопередачи, Вт/ м²·К
- k^* – коэффициент теплопередачи без учета загрязнений трубок, Вт/ м²·К
- k_{mod} – относительная точность решения задачи идентификации
- k_x – вектор относительных критериев точности измеряемых параметров x_3
- k_y – вектор относительных критериев точности измеряемых параметров y_3
- k_d – коэффициент дросселирования пара в деаэраторе
- k_3 – коэффициент эффективности конденсатора
- L – длина трубок, м
- M – размерность вектора измеряемых параметров y_3
- N – размерность вектора измеряемых параметров x_3 ; число трубок
- Nu – число Нуссельта
- P – давление, кг/см²
- $P_{ист}$ – истинное значение параметра
- $P^{зам}$ – измеряемое значение параметра
- $P^{расч}$ – рассчитанное значение параметра
- Pr – число Прандтля
- Q – тепловая мощность конденсатора, Вт
- R – количество рассчитываемых режимов оборудования
- r – скрытая теплота парообразования (конденсации), Дж/кг
- Re – число Рейнольдса
- S – верхний предел измерения измерительного датчика
- \bar{s} – относительный периметр набегания пара на трубный пучок
- t – температура, °С
- ν – удельный объем, м³/кг; коэффициент кинематической вязкости, м²/с
- w_B – скорость воды, м/с
- $w_{узк}$ – скорость пара по периферии трубного пучка в узком сечении между трубками, м/с
- x_3 – вектор измеряемых параметров, являющихся информационно-входными для математической модели
- x_H – вектор не измеряемых параметров, являющихся информационно-

входными для математической модели

- y_3 – вектор измеряемых параметров, являющихся информационно-выходными для математической модели
- z – число ходов воды в конденсаторе
- α – класс точности измерительного датчика
- α_{Nu} – коэффициент теплоотдачи чистого медленно движущегося пара на одиночной горизонтальной трубе, Вт/ м²·К
- $\alpha_{в}$ – коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к воде, Вт/ м²·К
- $\alpha_{п}$ – коэффициент теплоотдачи от пара к стенке трубы, Вт/ м²·К
- $\Delta \bar{t}$ – средняя разность температур между паром и водой (среднелогарифмический температурный напор), °С
- $\Delta t_{пс}$ – температурный напор пар–стенка, К
- $\Delta p_{к}$ – паровое сопротивление конденсатора, кг/см²
- $\delta^{мет}$ – погрешность методики расчета и математической модели
- ε – относительное содержание воздуха в паре, кг/кг
- η_i – внутренний относительный КПД отсека турбины
- η_m – механический КПД отсека турбины
- θ – вектор настраиваемых коэффициентов математической модели
- λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)
- μ – коэффициент динамической вязкости, Н·с/м²
- ρ – плотность, кг/м³
- σ_x – вектор среднеквадратичных погрешностей измеряемых параметров x_3
- σ_y – вектор среднеквадратичных погрешностей измеряемых параметров y_3
- φ – поправочный множитель к коэффициенту b
- $\varphi_{чис}$ – коэффициент чистоты конденсатора
- ψ – дополнительный оптимизируемый параметр на первом и втором этапе идентификации параметров математической модели энергоустановки
- Π – числовая поправка в уравнении коэффициента теплоотдачи
- Φ_d – коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора

Индексы

i	– переменная
j	– переменная
k	– переменная
max	– максимальный
min	– минимальный
x	– информационно-входные
y	– информационно-выходные
в	– вода
д	– дренаж
з	– измеряемые
зам	– замер
ист	– истинное значение
к	– конденсат
мет	– методика
н	– не измеряемые (режимные)
ном	– номинальный
п	– пар
расч	– расчет

Сокращения

БРБ	– барабан-сепаратор
БЭСМ-6	– Большая электронно-счётная машина
ВНИИЭ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт электро- энергетики
ВПр	– впрыск в пароохладитель
ВПр НД	– впрыск в пароохладитель низкого давления
ВТИ	– Всероссийский теплотехнический институт
ВЭК ВД	– водяной экономайзер высокого давления

ВЭК НД	– водяной экономайзер низкого давления
ГПП	– горячая нитка промежуточного перегрева пара
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ДД	– дросселирующие диафрагмы (регуляторы давления)
ДР	– деаэратор
ЕЭС	– единая энергетическая система
ИСЭМ СО РАН	– Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
ИТО	– Института теплообмена (США)
КНД	– конденсатор
КПД	– коэффициент полезного действия
КППВД	– конвективный пароперегреватель высокого давления
КППНД	– конвективный пароперегреватель низкого давления
КПУ	– конденсатор пара уплотнений
КС	– камера сгорания
КТЗ	– Калужский турбинный завод
КШП	– крайний ряд ширмового пароперегревателя
КЭН	– конденсатный электронасос
КЭС	– конденсационная электростанция
МЭИ	– Московский энергетический институт
НГТУ	– Новосибирский государственный технический университет
ОАО	– открытое акционерное общество
ОК	– охладитель собственного конденсата впрыска
ОП	– отсек паровой турбины
ПВД	– подогреватель высокого давления
ПВК	– программно-вычислительный комплекс
ПК	– персональный компьютер
ПНД	– подогреватель низкого давления
ПШТО	– паро-паровой теплообменник
ПРС	– присосы воздуха

ПЭН	– питательный электронасос
Р	– разделитель потока воды или пара
РГ	– разделитель потока уходящих газов
РД	– разделитель потока воды или пара (долевой)
РД	– регулирующая диафрагма
РК	– регулирующий клапан
РПП	– радиационный пароперегреватель
РТ	– разделитель потока тепла
С	– смеситель потоков воды или пара
СГ	– смеситель потоков уходящих газов
СГТУ	– Саратовский государственный технический университет
СМПП	– Система машинного построения программ
СМПП-ПК	– Система машинного построения программ для ПК
СШП	– средний ряд ширмового пароперегревателя
Т	– топка
ТВП	– трубчатый воздухоподогреватель
ТВП	– трубчатый воздухоподогреватель
ТЭС	– тепловая электрическая станция
ТЭУ	– тепловая энергетическая установка
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
ХОВ	– химически обессоленная вода
ХПП	– холодная нитка промежуточного перегрева пара
ЦВД	– цилиндр высокого давления
ЦНД	– цилиндр низкого давления
ЦСД	– цилиндр среднего давления
ЭВМ	– электронная вычислительная машина
ЭНП	– экранные нижние и боковые поверхности нагрева
ЭП	– экранные поверхности нагрева
ЭПП	– экранные потолочные поверхности нагрева
ЭЭС	– электроэнергетическая система

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2018 года // Уголь. – 2019. – № 3. – С. 64 – 79. DOI: <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2019-3-64-79>
2. Угольная отрасль России [сайт]. [2019]. URL: <https://wtcmoscow.ru/services/international-partnership/analytics/ugolnaya-otrasl-rossii/>.
3. Statistical Review of World Energy: [сайт]. [2019]. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
4. Ghosh T.K., Prelas M.A. Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources. –Springer Science + Business Media B.V. 2009. – pp. 159 – 279.
5. Bruce G. Miller. Coal Energy Systems // Elsevier Academic Press, 2005. – P. 526.
6. Hotes H. Die Durchrechnung des Warmekreisprozesses von Dampfkraft mit digitalen Rechenautomaten. – AEG Mitteilungen, 1960, vol. 50, N 6/7, S. 277-283. www.aeg.com и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988. - 192 с.
7. Tarton P.Y. Digital computer programmes for steam cycle analysis. – Mechanical Power, 1961, N 10.
8. Zens R. Ein Programm system fur die elektronische Berechnung von Kreisprozessen bei Dampfturbinenanlagen. – Siemens-Zeitschrift, 1963, N 7/8, S. 521-527, 615-625.
9. Бурков А.Г., Цоколаев И.Б., Слабиков В.А. Применение симплексного метода для оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ. // Изв. ВУЗов. Энергетика, 1975. - №7. – С.106-110.
10. Виленский Н.М., Резникова Р.С. Рациональное распределение тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ. / Сб.: «Оптимизация ре-

жимов совместной работы турбинных установок ТЭЦ». АН СССР, Уральский научный центр, Институт экономики. Свердловск, 1972. – С.78-84.

11. Шмидт Р.А., Левин Л.А. Алгоритмы оптимизации тепловых схем ТЭЦ на ЭЦВМ методом кусочно-линейного программирования // Теплоэнергетика. – 1971. – № 5. – С. 10-14.

12. Бабаян Д.М. Методика наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ. – «Изв. ВУЗов. Энергетика», 1970. - №7. – С.63-68.

13. Андриющенко А. И., Змачинский А. В., Понятов В. А. Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС. - М.: Высш. шк., 1974. - 279 с.

14. Кафаров В. В., Мешалкин В. П., Гурьева Л. В. Оптимизация теплообменных процессов и систем. – Энергоатомиздат, 1988. — 192 с.

15. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: учеб. пособие. – 2-е изд.– М.: Высш. Школа, 1982. – 319 с.

16. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. Изд-е 2-е, доп. – М.: Наука, 1983. – 455 с.

17. Методы математического моделирования и комплексной оптимизации при неопределенности исходной информации: сб. работ / АН СССР Сиб. отд-е. Сиб. энерг. инст. Под ред. Попырина Л.С. – Иркутск: Вост-Сиб. изд-во, 1977. – 192 с.

18. Методы математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок. Под ред. Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина. М.: Наука, 1972. – 223 с.

19. Методы применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах // Под редакцией Мелентьева Л.А. – Издательство «Наука», 1964.

20. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация атомных электростанций. – М.: Наука, 1984. – 348 с.

21. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.

22. Попырин Л.С. Методика выполнения оптимизационных расчетов энергетических объектов при неоднозначности исходной информации // Теплоэнергетика, 1980. - №2. – С. 27-32.

23. Попырин Л.С. Оптимизация энергетических объектов в условиях неполной определенности исходной информации // Методы математического моделирования и комплексной оптимизации энергетических установок в условиях неполной определенности исходной информации. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977. – С. 6-20.

24. Попырин Л.С. Опыт и проблемы разработки методов оптимизации энергетических установок // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977. – С. 5-17.

25. Попырин Л.С., Каплун С.М., Аврутик С.В. Оптимизация дискретных параметров теплоэнергетических установок // Изв. АН СССР. – Энергетика и транспорт. – 1970, №3. – С. 81-88.

26. Попырин Л.С., Каплун С.М., Аврутик С.В. Применение градиентного метода при экономической оптимизации сложных технологических систем (на примере теплосиловых установок) // Экономика и математические методы, 1969. - Вып.4. – С. 54-61.

27. Попырин Л.С., Наумов Ю.В. Оптимизация теплосиловой части АЭС с водоохлаждаемыми реакторами // Изв. АН СССР. – Энергетика и транспорт, 1972. - №2. – С. 140-149.

28. Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. – М.: Наука, 1981. – 236 с.

29. Применение математического моделирования при выборе параметров теплоэнергетических установок // Под ред. Левенталья Г.Б., Попырина Л.С. – М.: Наука, 1966. – 175 с.

30. Левенталь Г.Б., Попырин Л.С. Оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1970. – 352 с.

31. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.
32. Иванов А.А., Май В.А., Наумов Ю.В., Попырин Л.С. / Влияние режимов работы АЭС на выбор параметров турбоустановки // Изв. АН СССР – Энергетика и транспорт, 1983. - №4. – С. 3-10.
33. Иванов А.А., Наумов Ю.В., Попырин Л.С. // Методы математического моделирования и оптимизации параметров, вида технологической схемы и профиля оборудования атомных конденсационных и теплофикационных электростанций Оптимизация теплосиловой части АЭС с водографитовыми реакторами. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 5-13.
34. Исследования систем теплоснабжения / Под ред. Попырина Л.С. и Денисова В.И. – М.: Наука, 1989 – 216 с.
35. Вульман Ф. А., Корягин А. В., Кривошей М. З. Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок на ЭВМ. - М.: Машиностроение, 1985. - 111 с.
36. Вульман Ф. А., Хорьков Н. С., Куприянова Л. М. Применение модульного принципа для описания задач математического моделирования теплоэнергетических установок. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1978. - № 4. - С. 129 - 136.
37. Вульман Ф. А., Хорьков Н. С. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок. - М.: Энергия, 1975. - 200 с.
38. Analysis Off-Design Performance and Phased Construction of Integrated-Gasification-Combined-Cycle Power Plant. Findreport for RP 2029-12, prepared by Standford University, February, - 1987, EPRI AP – 50027
39. El-Masri M. A. A Modified, high-efficiency Gas TurbiCycle // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - № 2. - p. 233 - 250.
40. El-Masri M. A. Gascan on Interactive Code for Thermal Analysis of Gos Turbine Systems // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - vol.110. - P. 201 - 207.

41. Grkovic V. Selection of optimal extraction pressure for steam from a condensation-extraction turbine // Energy.- 1990.- Vol 15. - № 5. - p. 459 - 465.
42. Takeya K., Yasui H. Performance of the Integrated Gas and steam Cycle (IGSC) for Reheat Gas Turbine // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - № 2. - P. 220 - 232.
43. Linhoff B., Flanis F. J. Integration of a New Process Into an Existing Site : F Case Study in the Application of Pinch Technology // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1991. - vol. 113. April. - P. 159-169.
44. Палагин А.А. Автоматизация проектирования теплосиловых схем турбоустановок. – Киев: Наук. думка, 1983. – 160 с.
45. Палагин А.А. Логически-числовая модель турбоустановки // Проблемы машиностроения. – 1975. - вып.2. – С. 103-106.
46. Палагин А.А., Ефимов В.А. Имитационный эксперимент на математических моделях турбоустановок. – Киев: Наук. думка, 1986. – 132 с.
47. Шубенко Шубин Л.А., Познахиров В.Ф., Антипцев Ю.П., Тарелин А.А. // Аналитический метод оптимизации параметров последней ступени при минимуме потерь энергии с выходной скоростью // Теплоэнергетика. – 1976. - № 7. – С. 61-65.
48. Горнштейн В. М., Пономарев А. В. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой станции. – «Труды ВНИИЭ», 1972. - Вып.40. – С.31-51.
49. Аракелян Э.К., Андрюшин А.В., Зройчиков Н.А. и др. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика, 2012. - №10. – С.12 18.
50. Макарьян В.А., Черняев А.Н., Андрюшин А.В. и др. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии. // Теплоэнергетика, 2013. - №5. – С. 7 1-77.
51. Ноздренко Г.В., Кoryтный Е.Б., Алексеенко О.П. Алгоритмическое и программное обеспечение задачи распределения нагрузки между энергоустанов-

ками ТЭЦ // Экономичность и оптимизация режимов энергосистем: Межвуз. сб. науч. трудов. – Новосибирск: НЭТИ, 1984. – С. 75-84.

52. Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В. Оптимизация внутростанционных режимов ТЭЦ в системе АСУ ТП // Задачи и методы управления ЭС: Сб. трудов – Новосибирск, 1982. – С.21-27.

53. Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В., Алтухов И.М. Согласование энергобалансов для уточнения исходной информации по ТЭУ // Управление режимами и развитием ЭС в условиях АСУ: Сб. трудов – Новосибирск, 1980. – С.151-159.

54. Крохин Г.Д., Супруненко М.Я. Диагностика состояния энергоустановок ТЭС (постановка экспериментов). // Труды третьей международной научно-технической конференции: "Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-96", т. 5, с. 105-111.

55. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

56. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. – М.: Наука, 1983. – 302 с.

57. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.

58. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: ВО «Наука». Сибирская издательская фирма, 1993. – 133 с.

59. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение плохих данных в телеизмерениях для АСДУ ЭЭС на основе контрольных уравнений. Препринт ИСЭМ СО РАН, Иркутск, 1998. – 49 с.

60. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач / Л.А. Гурина, В.И. Зоркальцев, И.Н. Колосок, и др. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – 37 с.

61. Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1998. – 214 с.

62. Трубопроводные системы энергетики: управление развитием и функционированием: монография / Н. Н. Новицкий [и др.] ; ред. А. Д. Тевяшев ; Инсти-

тут систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. - Новосибирск : Наука, 2004. - 460 с. - Библиогр.: с. 447-457.

63. Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации // Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ; отв. ред. Н.Н. Новицкий. - Новосибирск : Наука, 2007. - 258 с.

64. Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации / В. К. Аверьянов [и др.] ; ред. Н. Н. Новицкий ; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. - Новосибирск : Наука, 2008. - 311 с.

65. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р., Михеев А.В. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // Новые технологии и научные разработки в энергетике (эксплуатация, ремонт, нетрадиционные источники энергии): Тезисы докладов. – Новосибирск: Союз научных и инженерных обществ СССР. Новосибирское областное управление Всесоюзного научно-технического общества энергетиков и электротехников, 1994. - вып.2. – С.27-29.

66. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р., Михеев А.В. Оптимизация режимов при оперативном управлении ТЭЦ // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления. / Под ред. А.П. Меренкова. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма, 1996. – С.141-146.

67. Клер А.М., Деканова Н.П., Михеев А.В. Численные методы диагностики оборудования ТЭС // Теплофизика и аэромеханика, 2000. - Т.7. -№3. – С. 443-450.

68. Карпов В.Г., Попырин Л.С., Самусев В.И. и др. / Автоматизация построения программ для расчета схем теплоэнергетических установок // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1973. - № 1. – С. 129-137.

69. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.

70. Деканова Н.П., Клер А.М. Оптимизация теплоэнергетических установок при неопределенности экономической информации // Методы оптимизации теп-

лоэнергетических установок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: ЭНИН, 1987. – С. 29-39.

71. Деканова Н.П., Клер А.М. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок // Приближенные методы анализа и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989. – С. 22-43.

72. Деканова Н.П., Клер А.М., Щеголева Т.П. Оптимизация парогазовых установок на стадии технического проектирования // Комплексные исследования энергетических установок и систем. – М.: ЭНИН, 1989. – С. 81-91.

73. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. Математическое и программное обеспечение алгоритма коррекции измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей на ТЭЦ / Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1997. – 120 с.

74. Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Е.Л. Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Изв. РАН. Энергетика, 2004. - № 6. – С. 43-52.

75. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А., Корнеева З.Р. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

76. Клер А.М., Деканова Н.П., Щеголева Т.П. и др. Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок. – Новосибирск: ВО «Наука». Сиб. изд. фирма, 1993. – 116 с.

77. Клер А.М., Корнеева З.Р. Схемно-параметрическая оптимизация теплосиловой части АЭС с ВВЭР с учетом надежности. // Энергетика и транспорт. Известия АН СССР. – 1990. – №2. – С. 76-79.

78. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН Накорякова В.Е. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. - Вып.9 – С.85-99.

79. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей тепло-

фикационных паровых турбин. Теплофизика и аэромеханика, 2006, №1, т.13, с.159-167.

80. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС // Электрические станции, 2011. - № 4. – С. 2-6.

81. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования// Теплоэнергетика, 2009. - № 6. – С. 53-57.

82. Manuel Chica, José Barranquero, Tomasz Kajdanowicz. Multimodal optimization: An effective framework for model calibration // Information Sciences. – Volume 375, 1 January 2017, Pages 79-97. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2016.09.048>.

83. Karim Salahshoor, Majid Soleimani Khoshro, Mojtaba Kordestani. Fault detection and diagnosis of an industrial steam turbine using a distributed configuration of adaptive neuro-fuzzy inference systems // Simulation Modelling Practice and Theory. – Volume 19, Issue 5, May 2011, Pages 1280-1293.

84. Xiaolong Jiang, Pei Liu, Zheng Li. Data reconciliation for steam turbine online performance monitoring // Applied Thermal Engineering. – Volume 70, Issue 1, 5 September 2014, Pages 122-130. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.007>.

85. Клер А.М., Наумов Ю.В. Сочетание формальных и неформальных методов при принятии решений // Системы автоматического обучения и проектирования. Межвузовский сборник научных трудов. – Иваново: Ивановский энергетический институт, 1989. – С. 51-57.

86. Клер А.М., Самусев В.И. Оптимизация режимных параметров при проектировании теплосиловой части ТЭЦ // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск, 1977. – С. 59-73.

87. Клер А.М., Скрипкин С.К., Деканова Н.П. Автоматизация построения статических и динамических моделей теплоэнергетических установок. // Известия РАН. Энергетика. – 1996. - №3. – с. 78-84.

88. Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K. A system for Computer-Based Creation of Static and Dynamic Mathematical Models of Thermal Power Plants // Expert System

and Computer Simulation in Energy Engineering. – Erlangen, Germany. – 1992. – P. (22-4-1)-(22.4.3).

89. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С., Корнеева З.Р. Оптимизация режимов работы крупных промышленно-отопительных ТЭЦ. Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление // Сборник докладов Всероссийской конференции 12-15 сентября 2005 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 819 - 833

90. Клер А.М., Чалбышев А.В. Оптимизация состава включенного оборудования тепловых электрических станций // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2012. – С. 183-187.

91. Клер А.М., Чалбышев А.В. Повышение эффективности работы энергоисточников на органическом топливе на оптовом рынке электроэнергии // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2013. – С.134-138

92. Максимов А.С. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ // Тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.35: Научно-технический прогресс в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 135-142.

93. Dekanova N.P., Kler A.M., Moskalenko L.F., Shchegoleva T.P. Mathematical modeling and study of integrated gasification – combined – cycle power plants // Proc. of the Int. Forum «Mathematical modeling and computer simulation in energy engineering». – London: Tayler and Francis, 1989. – P.210-216.

94. KBC software [сайт]. [2020]. URL: <https://www.kbc.global/software/simulation-and-optimization>.

95. Thermoflow overview [сайт]. [2020]. URL: http://www.thermoflow.com/Thermoflow_Overview.htm.

96. Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики / Л.В. Массель, Е.А. Болдырев, А.Ю. Горнов и др. Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2003. – 320 с.

97. Робастность в статистике: Пер. с англ. / Хьюбер Дж. П. – М.: Мир, 1984. – 304 с., ил.

98. Робастность в статистике. Подход на основе функций влияния: Пер. с англ. / Ф. Хампель, Э. Рончетти, П. Рауссеу, В. Штаэль – М.: Мир, 1989. – 512 с

99. Новицкий П.В. Оценка погрешностей результатов измерений / П. В. Новицкий, И. А. Зограф. - 2-е изд., испр. и доп. - Л. : Энергоатомиздат. Ленинградское отд-ние, 1991. - 303 с.

100. Alexeyuk V.E. Improvement of the technique of mathematical models identification // Материалы Междисциплинарной научно-практической конференции Иркутского научного центра на английском языке, – Иркутск: Изд-во ИНЦ СО РАН, – 2017, С. 18 – 21.

101. Алексеюк В.Э. Решение задач идентификации, оценивания состояния и оптимизации математической модели современного энергоблока // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» 24 – 28 апреля 2018, – Иркутск: Изд-во ИрННТУ, – С. 221 – 225.

102. Алексеюк В.Э. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, – Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, – 2018. – № 48, – С. 40 – 50.

103. V.E. Alexeyuk. An improved technique for identification of mathematical models of thermal power equipment // Energy Systems Research, – 2018, – Vol. 1, No. 3, – pp. 53–60, <http://dx.doi.org/10.25729/esr.2018.03.0007>

104. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под. ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2016. – 298 с.

105. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение / Под. ред. А.М. Клера; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2018. – 145 с.

106. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy. ID: 116230. 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230

107. Kler A.M., Potanina Y.M., Marinchenko A.Y. Cooptimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components // Energy. Vol.193. ID: 116679. 2020. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116679

108. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – 2-е изд., испр. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 816 с.

109. Демиденко, Е.З. Линейная и нелинейная регрессия / Е.З. Демиденко. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 302 с.

110. Айвазян, С.А. Прикладная статистика: Исследование зависимостей / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 487 с.

111. Вучков И., Бояджиева Л., Солаков Е. Прикладной линейный регрессионный анализ. М.: Финансы и статистика, 1987. – 239 с.

112. Смоляк С.А. Устойчивые методы оценивания. М.: Статистика, 1980. – 208 с.

113. Мудров, В.И., Кушко В.Л. Метод наименьших модулей. М.: Знание, 1971. – 64 с.

114. Мудров, В.И. Методы обработки измерений: квазиправдоподобные оценки / В.И. Мудров, В.Л. Кушко. – М.: Радио и связь, 1983. – 304 с.

115. Vitalii Alekseiuk, «Improving the Efficiency of the Three-Stage Technique of Mathematical Model Identification of Complex Thermal Power Equipment», EN-ERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management, Vol. 209, 2020, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002>.

116. Ali Chaibakhsh, Ali Ghaffari. Steam turbine model // *Simulation Modelling Practice and Theory*, Volume 16, Issue 9, October 2008, Pages 1145-1162. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2008.05.017>.

117. Jizhen Liu, Shu Yan, Deliang Zeng. A New Measurement Model for Main Steam Flow of Power Plants // *Procedia Environmental Sciences*, Volume 11, Part A, 2011, Pages 18-24. <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2011.12.004>.

118. Алексеюк В.Э., Максимов А.С., Сафронов П.Г. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2019. – №23 (3). – С. 503–515. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-3-503-515.

119. Клер А.М., Алексеюк В.Э. Эффективная методика настройки математических моделей теплоэнергетического оборудования на его фактическое состояние // *Вестник пермского национального исследовательского политехнического университета*. *Электротехника, информационные технологии, системы управления*. – 2019. – №31. – С. 136–159.

120. Клер А.М., Алексеюк В.Э. Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования // *Научный вестник НГТУ*. – 2019. – № 3 (76). – С. 57–76. – DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76.

121. Aleksandr Kler, Vitalii Alekseiuk and Aleksei Maksimov, «An improved technique for identification of mathematical model parameters of thermal power equipment and assessment of its performance», *International Conference of Young Scientists “Energy Systems Research 2019”*, Vol. 114, 2019, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911406009>.

122. Алексеюк В.Э. Разработка математической модели котлоагрегата ТПЕ-216М с применением метода Ньютона // *Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» 19 – 22 апреля 2016*, – Иркутск: Изд-во ИрНИТУ, – С. 324 – 328.

123. Алексеюк В.Э. Использование модифицированного метода Ньютона при расчете математической модели котельного агрегата ТПЕ-216М // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, – Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, – 2016. – № 46 – С. 67 – 72.

124. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) // Издание 3-е, переработанное и дополненное. СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. — 256 с. с ил.

125. Алексеюк В.Э., Максимов А.С. Идентификация математической модели конденсационной турбоустановки по результатам испытаний // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» 24 – 27 апреля 2017, – Иркутск: Изд-во ИрННТУ, – С. 284 – 288.

126. Алексеюк В.Э. Усовершенствование методики идентификации математических моделей по результатам испытаний на примере конденсационной турбоустановки // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.47. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – С. 42 – 55.

127. Берман Л.Д., Зернова Э.П. Зависимость коэффициента теплопередачи конденсаторов паровых турбин от режимных условий // Изв. вузов. Энергетика. 1980. № 9. С. 48—55.

128. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин: Учебн. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1994. — 288 с

129. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. М.: Энергоиздат, 1981.

130. Алексеев Ю.П., Селезнев В.Л., Чураев О.С. Математическая модель конденсатора // Энергомашиностроение. 1986. № 11. С.11-14.

131. Бродович К., Чаплицки А. Расчеты и исследования конденсаторов паровых турбин // Теплоэнергетика. 1989. № 2. С. 74-76.

132. Бродов Ю.М., Савельев Р.З., Ниренштейн М.А. К расчету коэффициента теплопередачи в конденсаторах паровых турбин // Теплоэнергетика. 1981. № 12. С. 57—59.

133. Шкловер Г.Г., Мильман О.О. Исследование и расчет конденсационных устройств паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1985.

134. Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок [Электронный ресурс] / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн; под общ. ред. Ю.М. Бродова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

Приложение А

Исходные данные для идентификации параметров
математической модели исследуемого энергоблока

Таблица А.1 – Состав вектора измеряемых оптимизируемых и рассчитываемых параметров математической модели энергоблока и показатели точности датчиков

Название параметра, единица измерения	Размерность	Класс точности	Шкала датчика	СКО (σ)
1	2	3	4	5
Температура охлажд. воды перед КНД	°С	0,02	50	0,333
Расход охлаждающей воды перед КНД	кг/с	0,015	15000	75
Температура подпиточной воды ХОВ	°С	0,02	50	0,333
Температура воздуха перед ТВП-1	°С	0,02	500	3,333
Давление пара после ЦВД турбины	кг/см ²	0,01	40	0,133
Давление пара перед ОП-1	кг/см ²	0,01	250	0,833
Давление пара перед ОП-2	кг/см ²	0,01	65	0,217
Давление пара перед ОП-3	кг/см ²	0,01	40	0,133
Давление пара перед ОП-4	кг/см ²	0,01	25	0,083
Давление пара перед ОП-5	кг/см ²	0,01	10	0,033
Давление пара перед ОП-6	кг/см ²	0,01	40	0,013
Давление пара перед ОП-7	кг/см ²	0,01	30	0,010
Давление пара перед ОП-8	кг/см ²	0,01	20	0,0067
Давление пара перед ОП-9	кг/см ²	0,01	10	0,0033
Давление пара перед КНД	кг/см ²	0,01	10	0,0033
Температура пара после ОП-1	°С	0,02	800	5,333
Температура пара после ОП-2	°С	0,02	600	4
Температура пара после ОП-3	°С	0,02	800	5,333
Температура пара после ОП-4	°С	0,02	600	4
Температура пара после ОП-5	°С	0,02	600	4
Температура пара после ОП-6	°С	0,02	400	2,667
Температура пара после ОП-7	°С	0,02	400	2,667
Температура пара после ОП-8	°С	0,02	200	1,333
Температура пара после ОП-9	°С	0,02	200	1,333
Температура охлажд. воды после КНД	°С	0,02	100	0,667
Температура конденсата после КНД	°С	0,02	100	0,667

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
Температура воды после ПНД-1	°С	0,02	200	1,333
Температура воды после ПНД-2	°С	0,02	200	1,333
Температура воды после ПНД-3	°С	0,02	200	1,333
Температура воды после ДР	°С	0,02	200	1,333
Температура воды после ПВД-4	°С	0,02	300	2
Температура воды после ПВД-5	°С	0,02	300	2
Температура воды после ПВД-6	°С	0,02	300	2
Вырабатываемая в генераторе мощность	МВт	0,005	250	0,417
Температура воды после ОК	°С	0,02	300	2
Температура воды после ВЭК ВД	°С	0,02	400	2,667
Давление пара после БРБ	кг/см ²	0,01	250	0,833
Температура пара перед РПП	°С	0,02	500	3,333
Температура пара после РПП	°С	0,02	500	3,333
Температура пара после ВПР-1	°С	0,02	600	4
Температура пара после СШП-1	°С	0,02	600	4
Температура пара после КШП-1	°С	0,02	600	4
Температура пара после ВПР-2	°С	0,02	600	4
Температура пара после СШП-2	°С	0,02	600	4
Температура пара после КШП-2	°С	0,02	600	4
Температура пара после ВПР-3	°С	0,02	600	4
Температура пара после КПП ВД	°С	0,02	600	4
Температура пара после КПП НД-1	°С	0,02	600	4
Температура пара после ВПР НД	°С	0,02	600	4
Температура пара после КПП НД-2	°С	0,02	600	4
Температура пара после КПП НД-3	°С	0,02	600	4
Температура воды после ВЭК НД	°С	0,02	200	1,333
Температура уходящих газов после ТВП-1	°С	0,02	500	3,333
Температура воздуха после ТВП-2	°С	0,02	800	5,333
Расход первичного пара после котла	кг/с	0,015	250	1,25

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
Расход конденсата после КНД	кг/с	0,015	200	1
Температура газов после КПП ВД	°С	0,05	1400	23,333
Температура газов после КПП НД-2	°С	0,05	1200	20
Температура газов после КПП НД-1	°С	0,05	1000	16,667
Температура газов после ВЭК ВД	°С	0,05	800	13,333

Таблица А.2 – Состав вектора не измеряемых оптимизируемых параметров математической модели энергоблока

Оптимизируемый параметр	Размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
2	3	4	5
Напор насоса охлаждающей воды	кг/см ²	0	3
Напор питательного насоса	кг/см ²	120	190
Коэффициент избытка воздуха в топке	–	1,2	1,3
Расход натурального топлива в камере сгорания	кг/с	15	40
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-1	кДж/кг	0	200
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-2	кДж/кг	0	200
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-3	кДж/кг	0	200
Уменьшение энтальпии пара после ВПР НД	кДж/кг	0	200
Гидравлическое сопротивление экранов и барабана	кг/см ²	0	10
Регулирующая задвижка первичного пара в ППТО	кг/см ²	0,1	0,5
Регулирующая задвижка вторичного пара в КПП НД-1	кг/см ²	0,1	0,7

Таблица А.3 – Состав вектора измеряемых оптимизируемых параметров математической модели энергоблока

Оптимизируемый параметр	Размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
1	2	3	4
Температура охлаждающей воды перед КНД	°С	15	30
Расход охлаждающей воды перед КНД	кг/с	5000	15000

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4
Температура подпиточной воды ХОВ	°С	25	40
Температура холодного воздуха перед ТВП-1	°С	30	70
Давление пара после ЦВД турбины (ХПП)	кг/см ²	15	50

Таблица А.4 – Состав вектора физических ограничений-неравенств при расчете идентификации параметров математической модели энергоблока

Ограничение-неравенство	Размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
1	2	3	4
Разность входного и выходного давления ОП-1	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-1	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-1	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-2	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-2	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-2	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-3	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-3	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-3	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-4	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-4	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-4	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-5	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-5	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-5	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-6	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-6	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-6	–	0,7	0,95
Разность входного и выходного давления ОП-7	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-7	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-7	–	0,6	0,95

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Разность входного и выходного давления ОП-8	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-8	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-8	–	0,6	0,95
Разность предельной и фактической влажности пара ОП-8	%	0	–
Разность входного и выходного давления ОП-9	кг/см ²	0	–
Расход пара через ОП-9	кг/с	0	–
Рассчитанный внутренний относительный КПД ОП-9	–	0,6	0,95
Разность предельной и фактической влажности пара ОП-9	%	0	–
Расход отработавшего пара, поступающий в КНД	кг/с	0	–
Температурный напор воды на выходе из КНД	°С	0	–
Нагрев охлаждающей воды в КНД	°С	0	–
Разность фактического и предельного давления в КНД	кг/см ²	0	–
Разность предельной и фактической скорости воды в КНД	кг/с	0	–
Расход воды через КН-1	кг/с	0	–
Разность энтальпии насыщения и текущей перед КН-1	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии воды на выходе и на входе в КПУ	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии конденсата и воды на выходе в КПУ	кДж/кг	0	–
Расход воды через ПНД-1	кг/с	0	–
Расход пара из отбора в ПНД-1	кг/с	0	–
Разность энтальпии конденсата на выходе и входе в ПНД-1	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии воды на выходе и входе в ПНД-1	кДж/кг	0	–
Разность температуры насыщения и текущей перед ПНД-1	°С	0	–
Разность температуры насыщения и текущей после ПНД-1	°С	0	–
Разность давления конденсата на входе и выходе в ПНД-1	кг/см ²	0	–
Расход воды через КН-2	кг/с	0	–
Разность энтальпии насыщения и текущей перед КН-2	кДж/кг	0	–
Расход воды через ПНД-3	кг/с	0	–
Расход пара из отбора в ПНД-3	кг/с	0	–
Разность энтальпии конденсата на выходе и входе в ПНД-3	кДж/кг	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Разность энтальпии воды на выходе и входе в ПНД-3	кДж/кг	0	–
Разность температуры насыщения и текущей перед ПНД-3	°С	0	–
Разность температуры насыщения и текущей после ПНД-3	°С	0	–
Разность давления конденсата на входе и выходе из ПНД-3	кг/см ²	0	–
Расход пара из отбора в ДР	кг/с	0	–
Разность давления пара и воды в ДР	кг/см ²	0	–
Разность давления пара и конденсата в ДР	кг/см ²	0	–
Разность давления пара на входе и выходе из ДР	кг/см ²	0	–
Расход воды через ПЭН	кг/с	0	–
Разность энтальпии насыщения и текущей перед ПЭН	кДж/кг	0	–
Расход воды через ПВД-4	кг/с	0	–
Расход пара из отбора в ПВД-4	кг/с	0	–
Разность энтальпии конденсата на выходе и входе в ПВД-4	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии воды на выходе и входе в ПВД-4	кДж/кг	0	–
Разность температуры насыщения и текущей перед ПВД-4	°С	0	–
Разность температуры насыщения и текущей после ПВД-4	°С	0	–
Разность давления конденсата на входе и выходе из ПВД-4	кг/см ²	0	–
Расход воды через ПВД-5	кг/с	0	–
Расход пара из отбора в ПВД-5	кг/с	0	–
Разность энтальпии конденсата на выходе и входе в ПВД-5	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии воды на выходе и входе в ПВД-5	кДж/кг	0	–
Разность температуры насыщения и текущей перед ПВД-5	°С	0	–
Разность температуры насыщения и текущей после ПВД-5	°С	0	–
Разность давления конденсата на входе и выходе из ПВД-5	кг/см ²	0	–
Расход воды через ПВД-6	кг/с	0	–
Расход пара из отбора в ПВД-6	кг/с	0	–
Разность энтальпии конденсата на выходе и входе в ПВД-6	кДж/кг	0	–
Разность энтальпии воды на выходе и входе в ПВД-6	кДж/кг	0	–
Разность температуры насыщения и текущей перед ПВД-6	°С	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Разность температуры насыщения и текущей после ПВД-6	°С	0	–
Разность давления конденсата на входе и выходе из ПВД-6	кг/см ²	0	–
Ограничение на перепад давлений в ДД-1	кг/см ²	0	–
Ограничение на перепад давлений в ДД-2	кг/см ²	0	–
Ограничение на коэффициент избытка воздуха в КС	–	0	–
Ограничение на температуру металла труб в ЭП	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в ЭП	кг/мм ²	0	–
Ограничение на температуру металла труб в РПП	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в РПП	кг/мм ²	0	–
Ограничение на температуру металла труб в СШП-1	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в СШП-1	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед СШП-1	°С	0	–
Температурный напор газа после СШП-1	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через СШП-1	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после СШП-1	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в СШП-1	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в СШП-1	шт.	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭПП около ШПП-1	м/с	0	–
Ограничение на температуру металла ЭПП около ШПП-1	°С	0	–
Ограничение на механич-е напряжение ЭПП около ШПП-1	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭПП около ШПП-1	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭПП около ШПП-1	°С	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КШП-1	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КШП-1	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед КШП-1	°С	0	–
Температурный напор газа после КШП-1	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КШП-1	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КШП-1	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КШП-1	кДж/с	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Ограничение на количество труб в КШП-1	шт.	0	–
Ограничение на температуру металла труб в СШП-2	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в СШП-2	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед СШП-2	°С	0	–
Температурный напор газа после СШП-2	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через СШП-2	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после СШП-2	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в СШП-2	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в СШП-2	шт.	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭПП около ШПП-2	м/с	0	–
Ограничение на температуру металла ЭПП около ШПП-2	°С	0	–
Ограничение на механич-е напряжение ЭПП около ШПП-2	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭПП около ШПП-2	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭПП около ШПП-2	°С	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КШП-2	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КШП-2	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед КШП-2	°С	0	–
Температурный напор газа после КШП-2	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КШП-2	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КШП-2	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КШП-2	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в КШП-2	шт.	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КПП НД-3	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КПП НД-3	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед КПП НД-3	°С	0	–
Температурный напор газа после КПП НД-3	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КПП НД-3	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КПП НД-3	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КПП НД-3	кДж/с	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Ограничение на количество труб в КПП НД-3	шт.	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КПП ВД	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КПП ВД	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед КПП ВД	°С	0	–
Температурный напор газа после КПП ВД	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КПП ВД	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КПП ВД	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КПП ВД	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в КПП ВД	шт.	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭПП около КПП ВД	м/с	0	–
Ограничение на температуру металла ЭПП около КПП ВД	°С	0	–
Ограничение на механ-е напряжение ЭПП около КПП ВД	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭПП около КПП ВД	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭПП около КПП ВД	°С	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭНП около КПП ВД	м/с	0	–
Ограничение на температуру металла ЭНП около КПП ВД	°С	0	–
Ограничение на механ-е напряжение ЭНП около КПП ВД	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭНП около КПП ВД	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭНП около КПП ВД	°С	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КПП НД-2	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КПП НД-2	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед КПП НД-2	°С	0	–
Температурный напор газа после КПП НД-2	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КПП НД-2	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КПП НД-2	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КПП НД-2	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в КПП НД-2	шт.	0	–
Ограничение на температуру металла труб в КПП НД-1	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в КПП НД-1	кг/мм ²	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Температурный напор газа перед КПП НД-1	°С	0	–
Температурный напор газа после КПП НД-1	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через КПП НД-1	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после КПП НД-1	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в КПП НД-1	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в КПП НД-1	шт.	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭПП около КПП НД-1	м/с	0	–
Ограничение на темпер-ру металла ЭПП около КПП НД-1	°С	0	–
Ограничение на механ-е напряж-е ЭПП около КПП НД-1	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭПП около КПП НД-1	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭПП около КПП НД-1	°С	0	–
Ограничение на скорость пара в ЭНП около КПП НД-1	м/с	0	–
Ограничение на темпер-ру металла ЭНП около КПП НД-1	°С	0	–
Ограничение на механ-е напряж-е ЭНП около КПП НД-1	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ЭНП около КПП НД-1	°С	0	–
Температурный напор газа после ЭНП около КПП НД-1	°С	0	–
Расход питательной воды через ОК	кг/с	0	–
Расход конденсируемого пара через ОК	кг/с	0	–
Ограничение на температуру воды перед ОК	°С	0	–
Ограничение на температуру металла труб в ВЭК ВД	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в ВЭК ВД	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ВЭК ВД	°С	0	–
Температурный напор газа после ВЭК ВД	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через ВЭК ВД	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после ВЭК ВД	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в ВЭК ВД	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в ВЭК ВД	шт.	0	–
Ограничение на температуру точки росы в ТВП-2	°С	0	–
Ограничение на давление газов в ТВП-2	кг/см ²	0	–

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4
Температурный напор газа перед ТВП-2	°С	0	–
Температурный напор газа после ТВП-2	°С	0	–
Температурный напор воздуха после ТВП-2	°С	0	–
Ограничение на геометрические характеристики ТВП-2	–	0	–
Ограничение на температуру металла труб в ВЭК НД	°С	0	–
Ограничение на механическое напряжение в ВЭК НД	кг/мм ²	0	–
Температурный напор газа перед ВЭК НД	°С	0	–
Температурный напор газа после ВЭК НД	°С	0	–
Расход нагреваемого пара через ВЭК НД	кг/с	0	–
Ограничение на температуру газа после ВЭК НД	°С	0	–
Суммарный тепловой поток в ВЭК НД	кДж/с	0	–
Ограничение на количество труб в ВЭК НД	шт.	0	–
Ограничение на температуру точки росы в ТВП-1	°С	0	–
Ограничение на давление газов в ТВП-1	кг/см ²	0	–
Температурный напор газа перед ТВП-1	°С	0	–
Температурный напор газа после ТВП-1	°С	0	–
Температурный напор воздуха после ТВП-1	°С	0	–
Ограничение на геометрические характеристики ТВП-1	–	0	–
Расход греющего пара через ППТО	кг/с	0	–
Расход нагреваемого пара через ППТО	кг/с	0	–
Ограничение на разницу температур перед ППТО	°С	0	–
Ограничение на разницу температур после ППТО	°С	0	–
Ограничение на долю пара, рассчитываемой в РД-1	–	0	1
Ограничение на долю пара, рассчитываемой в РД-2	–	0	1
Ограничение на долю пара, рассчитываемой в РД-3	–	0	1

Таблица А.5 – Состав вектора режимных ограничений-неравенств при расчете идентификации параметров математической модели энергоблока

Ограничение-неравенство	Размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
3	4	5	6
Вырабатываемая в генераторе мощность	МВт	120	240
Температура первичного пара после котла	°С	540	580
Температура вторичного пара после котла	°С	540	580
Давление отработавшего пара в конденсаторе	кг/см ²	0,02	0,07
Температура уходящих газов после котла	°С	120	160

Таблица А.6 – Состав вектора настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока

Оптимизируемый параметр, размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
1	2	3
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦВД	0,0001	0,015
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦВД	0,001	0,15
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦВД	0,5	0,95
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦСД	0,0001	0,015
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦСД	0,001	0,15
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦСД	0,5	0,95
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦНД	0,0001	0,015
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦНД	0,001	0,15
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦНД	0,5	0,95
Номинальное значение давления пара перед ОП-1, кг/см ²	90	140
Номинальное значение давления пара перед ОП-2, кг/см ²	30	60
Номинальное значение давления пара перед ОП-3, кг/см ²	15	40
Номинальное значение давления пара перед ОП-4, кг/см ²	10	20
Номинальное значение давления пара перед ОП-5, кг/см ²	3	10
Номинальное значение давления пара перед ОП-6, кг/см ²	1	6
Номинальное значение давления пара перед ОП-7, кг/см ²	0,5	2

Продолжение таблицы А.6

1	2	3
Номинальное значение давления пара перед ОП-8, кг/см ²	0,2	1
Номинальное значение давления пара перед ОП-9, кг/см ²	0,05	0,5
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПНД-1	0,9	1
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПНД-3	0,9	1
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-4	0,9	1
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-5	0,9	1
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-6	0,9	1
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-1	0,95	1
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-2	0,95	1
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-3	0,95	1
Коэффициент дросселирования пара в Деаэраторе	0,8	1
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-4	0,95	1
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-5	0,95	1
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-6	0,95	1
Коэффициент использования поверхности конденсатора	0,4	1
Коэффициент тепловой эффективности экранов в топке котла	0,4	0,7
Коэффициент тепловой эффективности окна в топке котла	0,3	0,6
Доля радиационной теплоты, идущая на РПП	0,15	0,25
Доля радиационной теплоты, идущая на СШП	0,45	0,55
Доля первичного пара, идущая на СШП	0,45	0,55
Эффективность теплообмена первичного пара в СШП-1	0	1
Эффективность теплообмена первичного пара в КШП-1	0	1
Эффективность теплообмена первичного пара в СШП-2	0	1
Эффективность теплообмена первичного пара в КШП-2	0	1
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-3	0	1
Эффективность теплообмена первичного пара в КПП ВД	0	1
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-2	0	1
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-1	0	1
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около ШПП-1	0	1

Продолжение таблицы А.6

1	2	3
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около ШПП-2	0	1
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП ВД	0	1
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП ВД	0	1
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП НД-1	0	1
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП НД-1	0	1
Эффективность теплообмена питательной воды в ВЭК ВД	0	1
Эффективность теплообмена воздуха в ТВП-2	0	1
Эффективность теплообмена питательной воды в ВЭК НД	0	1
Эффективность теплообмена воздуха в ТВП-1	0	1

Приложение Б

Результаты выполненной идентификации параметров
математической модели исследуемого энергоблока

Таблица Б.1 – Значения замеренных (снизу) и рассчитанных (сверху) параметров и критерии точности для трех режимов работы энергоблока после идентификации

Параметр, размерность	1 реж.	k_{i1}	2 реж.	k_{i2}	3 реж.	k_{i3}
1	2	3	4	5	6	7
Температура охлажд. воды перед КНД, °С	22,40 22,05	1,044	21,22 21,65	1,280	21,30 21,25	0,137
Расход охлажд. воды через КНД, кг/с	10210 10211	0,008	10979 10979	0,004	10143 10143	0,007
Температура подпиточной воды ХОВ, °С	32,0 32,0	0,000	30,9 30,9	0,000	32,2 32,2	0,000
Температура воздуха перед ТВП-1, °С	46,9 46,1	0,273	48,9 48,7	0,086	50,3 49,5	0,283
Давление пара после ЦВД, кг/см ²	32,91 32,91	0,006	19,32 19,32	0,031	34,07 34,07	0,005
Давление пара перед ОП-1, кг/см ²	125,92 128,16	2,684	73,10 70,44	3,192	130,09 132,75	3,192
Давление пара перед ОП-2, кг/см ²	48,48 46,39	9,663	28,52 26,99	7,063	50,10 49,50	2,772
Давление пара перед ОП-3, кг/см ²	28,34 28,59	1,862	16,43 16,00	3,192	29,27 29,69	3,185
Давление пара перед ОП-4, кг/см ²	15,83 15,82	0,152	9,23 9,17	0,699	16,35 16,41	0,690
Давление пара перед ОП-5, кг/см ²	7,64 9,25	48,18	4,49 4,64	4,483	7,89 9,60	51,35
Давление пара перед ОП-6, кг/см ²	3,89 3,89	0,249	2,30 2,30	0,010	4,01 4,01	0,133
Давление пара перед ОП-7, кг/см ²	1,22 1,20	1,862	0,73 0,70	2,741	1,25 1,50	25,39
Давление пара перед ОП-8, кг/см ²	0,93 0,91	2,856	0,56 0,58	3,196	0,95 0,93	3,196
Давление пара перед ОП-9, кг/см ²	0,21 0,17	12,28	0,13 0,10	9,252	0,215 0,160	16,63
Давление пара перед КНД, кг/см ²	0,065 0,059	1,889	0,044 0,034	3,168	0,064 0,058	1,872
Температура пара после ОП-1, °С	412,1 411,9	0,046	401,2 400,3	0,171	412,6 412,0	0,112
Температура пара после ОП-2, °С	359,2 359,3	0,017	351,5 349,6	0,487	359,3 359,8	0,124
Температура пара после ОП-3, °С	483,3 491,1	1,471	480,6 495,4	2,774	487,6 490,3	0,506
Температура пара после ОП-4, °С	382,1 435,3	13,31	383,4 432,2	12,21	386,2 415,0	7,191
Температура пара после ОП-5, °С	298,7 298,1	0,142	302,5 307,3	1,211	302,0 301,5	0,134
Температура пара после ОП-6, °С	177,1 177,2	0,021	183,8 175,3	3,192	179,1 187,6	3,194
Температура пара после ОП-7, °С	156,7 156,9	0,071	166,1 166,8	0,274	157,5 154,8	1,024

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7
Температура пара после ОП-8, °С	61,0 70,0	6,777	81,4 70,0	8,575	61,3 75,0	10,24
Температура пара после ОП-9, °С	37,3 38,5	0,865	30,3 29,3	0,725	36,9 38,2	0,935
Температура охл-й воды после КНД, °С	29,6 30,2	0,838	25,4 26,4	1,462	28,8 29,5	1,111
Температура конденсата после КНД, °С	36,7 38,8	3,175	29,9 29,6	0,416	36,2 38,2	3,056
Температура воды после ПНД-1, °С	55,7 55,7	0,007	47,7 46,4	0,966	51,3 55,3	2,991
Температура воды после ПНД-2, °С	96,7 95,4	0,940	83,3 83,9	0,466	97,2 95,7	1,095
Температура воды после ПНД-3, °С	137,0 139,4	1,775	121,7 122,5	0,625	137,9 139,9	1,534
Температура воды после ДР, °С	165,2 164,4	0,609	144,3 148,5	3,141	166,5 164,5	1,533
Температура воды после ПВД-4, °С	198,9 198,7	0,091	175,1 175,3	0,089	200,4 200,4	0,012
Температура воды после ПВД-5, °С	236,3 236,6	0,174	208,7 209,6	0,442	238,1 238,8	0,339
Температура воды после ПВД-6, °С	259,8 261,9	1,066	229,5 230,5	0,491	261,7 264,3	1,281
Вырабатываемая мощность, МВт	227,10 227,09	0,016	124,97 124,98	0,015	235,74 235,73	0,016
Температура воды после ОК, °С	269,6 269,6	0,007	253,1 249,0	2,034	265,7 263,9	0,918
Температура воды после ВЭК ВД, °С	337,3 332,7	1,722	324,2 332,7	3,196	335,9 327,4	3,193
Давление пара после БРБ, °С	166,95 166,95	0,003	144,12 144,17	0,059	174,83 172,20	3,151
Температура пара перед РПП, °С	357,8 358,2	0,126	351,6 360,1	2,547	359,9 358,1	0,537
Температура пара после РПП, °С	413,2 413,3	0,016	441,0 436,3	1,412	407,3 407,6	0,095
Температура пара после ВПР-1, °С	401,7 399,2	0,628	401,4 401,5	0,015	405,3 405,6	0,087
Температура пара после СШП-1, °С	444,8 444,6	0,047	453,7 454,4	0,181	446,7 446,5	0,038
Температура пара после КШП-1, °С	492,0 494,3	0,587	507,8 506,6	0,307	492,2 492,8	0,144
Температура пара после ВПР-2, °С	484,2 483,7	0,114	493,7 493,7	0,007	488,9 488,9	0,003
Температура пара после СШП-2, °С	501,3 501,3	0,011	511,2 512,5	0,320	505,9 504,9	0,241
Температура пара после КШП-2, °С	518,0 518,4	0,093	528,8 528,4	0,093	522,4 522,7	0,087
Температура пара после ВПР-3, °С	510,3 509,5	0,203	517,8 519,4	0,402	512,4 512,1	0,076

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7
Температура пара после КПП ВД, °С	566,1 566,3	0,044	560,3 566,9	1,649	568,3 566,8	0,364
Температура пара после КПП НД-1, °С	480,4 481,3	0,214	477,3 485,8	2,118	482,2 476,8	1,345
Температура пара после ВПР НД, °С	412,8 410,6	0,548	442,2 441,7	0,113	416,7 417,4	0,164
Температура пара после КПП НД-2, °С	513,9 514,2	0,070	519,0 528,9	2,469	518,3 515,2	0,772
Температура пара после КПП НД-3, °С	573,7 568,5	1,304	567,0 568,7	0,426	578,7 567,6	2,771
Температура воды после ВЭК НД, °С	109,5 109,2	0,204	97,1 101,3	3,188	110,0 107,9	1,573
Температура газов после ТВП-1, °С	151,0 149,3	0,538	129,2 139,9	3,189	153,6 146,1	2,271
Температура воздуха после ТВП-2, °С	320,5 328,1	1,404	287,4 304,0	3,096	321,0 321,0	0,025
Расход первичного пара за котлом, кг/с	180,5 184,2	2,963	104,68 101,96	2,174	186,58 186,61	0,027
Расход конденсата после КНД, кг/с	138,13 154,07	15,94	81,97 77,74	4,233	140,68 161,17	20,49
Температура газов после КПП ВД, °С	752,1 696,7	2,775	656,2 650,1	0,283	759,7 703,4	2,821
Температура газов после КПП НД-2, °С	553,2 458,5	5,686	497,0 447,1	2,999	557,2 457,1	6,009
Температура газов после КПП НД-1, °С	374,0 339,6	2,586	329,9 313,3	1,251	374,6 332,4	3,173
Температура газов после ВЭК ВД, °С	210,6 207,0	0,375	180,7 192,5	1,168	212,5 202,4	1,022
Суммарная относительная невязка – 159,02		38,93		63,50		56,59

Таблица Б.2 – Начальные значения настраиваемых коэффициентов математической модели энергоблока и значения, полученные после выполненной идентификации ее параметров

Оптимизируемый коэффициент, размерность	Начальные значения	Полученные значения
1	2	3
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦВД	0	0,00607
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦВД	0	0,0701
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦВД	0,9	0,805
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦСД	0	0,00327
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦСД	0	0,0323

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦСД	0,8	0,845
Коэффициент А внутреннего относительного КПД в ЦНД	0	0,01382
Коэффициент В внутреннего относительного КПД в ЦНД	0	0,1446
Коэффициент С внутреннего относительного КПД в ЦНД	0,7	0,5402
Номинальное значение давления пара перед ОП-1, кг/см ²	120	106,30
Номинальное значение давления пара перед ОП-2, кг/см ²	50	44,54
Номинальное значение давления пара перед ОП-3, кг/см ²	30	24,76
Номинальное значение давления пара перед ОП-4, кг/см ²	10	15,00
Номинальное значение давления пара перед ОП-5, кг/см ²	5	6,01
Номинальное значение давления пара перед ОП-6, кг/см ²	2	3,45
Номинальное значение давления пара перед ОП-7, кг/см ²	1	1,078
Номинальное значение давления пара перед ОП-8, кг/см ²	0,5	0,731
Номинальное значение давления пара перед ОП-9, кг/см ²	0,1	0,158
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПНД-1	1	0,916
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПНД-3	1	0,999
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-4	1	0,991
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-5	1	0,993
Коэффициент чистоты поверхности теплообмена ПВД-6	1	0,954
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-1	1	0,970
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-2	1	0,987
Коэффициент дросселирования пара в ПНД-3	1	0,983
Коэффициент дросселирования пара в Деаэраторе	1	0,906
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-4	1	0,993
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-5	1	0,984
Коэффициент дросселирования пара в ПВД-6	1	0,993
Коэффициент использования поверхности конденсатора	0,5	0,546
Коэффициент тепловой эффективности экранов в топке котла	0,5	0,597
Коэффициент тепловой эффективности окна в топке котла	0,5	0,566
Доля радиационной теплоты, идущая на РПП	0,2	0,230

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3
Доля радиационной теплоты, идущая на СШП	0,5	0,527
Доля дымовых газов, идущих через СШП	0,5	0,503
Эффективность теплообмена первичного пара в СШП-1	0,5	0,418
Эффективность теплообмена первичного пара в КШП-1	0,5	0,373
Эффективность теплообмена первичного пара в СШП-2	0,5	0,284
Эффективность теплообмена первичного пара в КШП-2	0,5	0,231
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-3	0,5	0,602
Эффективность теплообмена первичного пара в КПП ВД	0,5	0,514
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-2	0,5	0,482
Эффективность теплообмена вторичного пара в КПП НД-1	0,5	0,576
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около ШПП-1	0,5	0,514
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около ШПП-2	0,5	0,852
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП ВД	0,5	0,907
Эффективность теплообмена пара в ЭНП около КПП ВД	0,5	0,852
Эффективность теплообмена пара в ЭПП около КПП НД-1	0,5	0,381
Эффективность теплообмена пара в ЭНП около КПП НД-1	0,5	0,428
Эффективность теплообмена питательной воды в ВЭК ВД	0,5	0,181
Эффективность теплообмена воздуха в ТВП-2	0,5	0,607
Эффективность теплообмена питательной воды в ВЭК НД	0,5	0,210
Эффективность теплообмена воздуха в ТВП-1	0,5	0,617

Таблица Б.3 – Значения не замеряемых оптимизируемых параметров математической модели энергоблока после выполненной идентификации ее параметров

Оптимизируемый параметр, размерность	1 реж.	2 реж.	3 реж.
1	2	3	4
Напор насоса охлаждающей воды, кг/см ²	2,53	1,94	2,49
Напор питательного насоса, кг/см ²	167,4	152,1	174,4
Коэффициент избытка воздуха в топке	1,20	1,30	1,20
Расход натурального топлива в камере сгорания, кг/с	35,41	20,66	36,52

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-1, кДж/кг	36,33	106,66	0,13
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-2, кДж/кг	23,19	39,52	10,05
Уменьшение энтальпии пара после ВПР-3, кДж/кг	21,52	29,72	28,00
Уменьшение энтальпии пара после ВПР НД, кДж/кг	152,91	76,98	148,35
Гидравлическое сопротивление экранов и барабана, кг/см ²	1,09	9,95	0,05
Регулирующая задвижка первичного пара в ППТО, кг/см ²	0,46	0,40	0,26
Регулирующая задвижка вторичного пара в КПП НД-1, кг/см ²	0,55	0,41	0,60

Таблица Б.4 – Значения рассчитанных внутренних относительных КПД отсеков турбоустановки математической модели энергоблока после идентификации

Наименование отсека турбоустановки, цилиндр	1 режим	2 режим	3 режим
1	2	3	4
1-й отсек турбоустановки, ЦВД	0,887	0,851	0,890
2-й отсек турбоустановки, ЦВД	0,887	0,852	0,890
3-й отсек турбоустановки, ЦСД	0,885	0,867	0,887
4-й отсек турбоустановки, ЦСД	0,885	0,867	0,886
5-й отсек турбоустановки, ЦСД	0,885	0,867	0,887
6-й отсек турбоустановки, ЦСД	0,886	0,868	0,887
7-й отсек турбоустановки, ЦНД	0,724	0,643	0,729
8-й отсек турбоустановки, ЦНД	0,723	0,644	0,726
9-й отсек турбоустановки, ЦНД	0,728	0,648	0,733

Таблица Б.5 – Значения рассчитанных расходов пара в систему регенерации турбоустановки математической модели энергоблока после идентификации

Наименование регенеративного отбора, размерность	1 режим	2 режим	3 режим
1	2	3	4
Отбор пара на ПВД-6, кг/с	9,61	4,41	10,06
Отбор пара на ПВД-5, кг/с	14,00	6,73	14,72
Отбор пара на ПВД-4, кг/с	8,55	4,42	8,82

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4
Отбор пара на деаэратор, кг/с	5,00	2,38	5,22
Отбор пара на ПНД-3, кг/с	7,35	3,70	7,64
Отбор пара на ПНД-2, кг/с	8,77	4,15	10,14
Отбор пара на ПНД-1, кг/с	4,10	2,05	3,12
Расход пара в конденсатор, кг/с	132,03	78,60	135,38

Таблица Б.6 – Значения рассчитанных показателей эффективности математической модели энергоблока после идентификации

Наименование показателя, размерность	1 режим	2 режим	3 режим
1	2	3	4
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (брутто), г у.т./кВт·ч	311,66	330,39	309,68
Энергетический КПД энергоблока (брутто)	39,42	37,19	39,67
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г у.т./кВт·ч	341,94	357,68	340,51
Энергетический КПД энергоблока (нетто)	35,93	34,35	36,08

Приложение В

Результаты оптимизационных расчетов
режимов работы исследуемого энергоблока

Таблица В.1 – Оптимизационный расчет первого режима работы энергоблока

№	Оптимизируемый параметр (строки 1 – 10); ограничение-неравенство (строки 11 – 15)	Размер- ность	Текущий режим	Оптим-й режим
1	2	3	4	5
1	Расход натурального топлива	кг/с	35,41	34,52
2	Коэффициент избытка воздуха в топке	–	1,20	1,20
3	Уменьшение энтальпии пара в 1-м впрыске	кДж/кг	36,34	79,09
4	Уменьшение энтальпии пара в 2-м впрыске	кДж/кг	23,19	0,051
5	Уменьшение энтальпии пара в 3-м впрыске	кДж/кг	21,51	0,005
6	Уменьшение энтальпии пара во впрыске НД	кДж/кг	152,93	104,95
7	Напор питательного насоса	кг/см ²	167,37	161,97
8	Напор насоса охлаждающей воды	кг/см ²	2,53	2,53
9	Регулирующая задвижка вторичного пара	кг/см ²	0,553	0,204
10	Расход охлаждающей воды в конденсатор	кг/с	10210,4	9984,6
11	Вырабатываемая электрическая мощность	МВт	227,1	227,0
12	Температура первичного пара перед турбиной	°С	566,1	570,0
13	Температура вторичного пара перед турбиной	°С	573,7	570,0
14	Температура уходящих газов за котлом	°С	151,1	151,9
15	Давление пара в конденсаторе	кг/см ²	0,0653	0,0653
16	Удельный расход условного топлива на выра- ботку электроэнергии (нетто)	г у.т./кВт·ч	341,94	331,99
17	Энергетический КПД энергоблока (нетто)	–	35,93	37,01

Таблица В.2 – Оптимизационный расчет второго режима работы энергоблока

№	Оптимизируемый параметр (строки 1 – 10); ограничение-неравенство (строки 11 – 15)	Размер- ность	Текущий режим	Оптим-й режим
1	2	3	4	5
1	Расход натурального топлива	кг/с	20,66	20,23
2	Коэффициент избытка воздуха в топке	–	1,30	1,20
3	Уменьшение энтальпии пара в 1-м впрыске	кДж/кг	106,65	191,88
4	Уменьшение энтальпии пара в 2-м впрыске	кДж/кг	39,53	0,78
5	Уменьшение энтальпии пара в 3-м впрыске	кДж/кг	29,71	0,002
6	Уменьшение энтальпии пара во впрыске НД	кДж/кг	76,97	23,53

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5
7	Напор питательного насоса	кг/см ²	152,08	120,1
8	Напор насоса охлаждающей воды	кг/см ²	1,94	1,94
9	Регулирующая задвижка вторичного пара	кг/см ²	0,412	0,242
10	Расход охлаждающей воды в конденсатор	кг/с	10979,3	6746,8
11	Вырабатываемая электрическая мощность	МВт	124,97	125,0
12	Температура первичного пара перед турбиной	°С	560,3	570,0
13	Температура вторичного пара перед турбиной	°С	567,0	570,0
14	Температура уходящих газов за котлом	°С	129,3	129,2
15	Давление пара в конденсаторе	кг/см ²	0,0441	0,0501
16	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (нетто)	г у.т./кВт·ч	357,68	341,61
17	Энергетический КПД энергоблока (нетто)	–	34,35	35,97

Таблица В.3 – Оптимизационный расчет третьего режима работы энергоблока

№	Оптимизируемый параметр (строки 1 – 10); ограничение-неравенство (строки 11 – 15)	Размерность	Текущий режим	Оптим-й режим
1	Расход натурального топлива	кг/с	36,52	35,55
2	Коэффициент избытка воздуха в топке	–	1,20	1,20
3	Уменьшение энтальпии пара в 1-м впрыске	кДж/кг	0,131	0,012
4	Уменьшение энтальпии пара в 2-м впрыске	кДж/кг	10,06	0,013
5	Уменьшение энтальпии пара в 3-м впрыске	кДж/кг	28,01	0,012
6	Уменьшение энтальпии пара во впрыске НД	кДж/кг	148,33	138,59
7	Напор питательного насоса	кг/см ²	174,35	182,90
8	Напор насоса охлаждающей воды	кг/см ²	2,49	2,49
9	Регулирующая задвижка вторичного пара	кг/см ²	0,600	0,429
10	Расход охлаждающей воды в конденсатор	кг/с	10142,5	10628,2
11	Вырабатываемая электрическая мощность	МВт	235,74	235,98
12	Температура первичного пара перед турбиной	°С	568,3	570,0
13	Температура вторичного пара перед турбиной	°С	578,7	570,0
14	Температура уходящих газов за котлом	°С	153,7	151,9

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5
15	Давление пара в конденсаторе	кг/см ²	0,0637	0,0625
16	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (нетто)	г у.т./кВт·ч	340,51	330,06
17	Энергетический КПД энергоблока (нетто)	–	36,08	37,22