

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

На правах рукописи



ЗИМИН Артём Павлович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ
ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

Специальность: 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: канд. т. наук, доцент Ледуховский
Григорий Васильевич

ИВАНОВО – 2017

Реферат

Диссертация 233 стр., 33 рис., 18 табл., 146 библ.

Тепловая электрическая станция, тепловая экономичность оборудования, система технического учета, материальный баланс, энергетический баланс, некорректная задача, метод регуляризации

Объектами исследования являются методики сведения материальных и энергетических балансов по результатам измерений параметров потоков теплоносителей в энергетических системах ТЭС.

Целью работы является совершенствование оценки показателей качества агрегатов ТЭС путем разработки и реализации методик сведения материальных и энергетических балансов.

Выполнен аналитический обзор опубликованных данных о методах обеспечения достоверности результатов измерения параметров потоков теплоносителей в энергетических системах на основе контроля сходимости материальных и энергетических балансов. На основе матричной модели материальных потоков в энергетических системах и подхода к решению некорректных задач на основе регуляризации Тихонова разработаны методики сведения материальных и энергетических балансов в тепловых схемах ТЭС, реализованные при обработке результатов испытаний паротурбинных установок и расчете фактических и номинальных значений технико-экономических показателей работы оборудования паротурбиной и парогазовой ТЭС.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ.....	16
1.1. Организация контроля показателей тепловой экономичности оборудования действующих ТЭС России.....	16
1.2. Обзор требований нормативных документов энергетической отрасли России в части контроля достоверности результатов измерения параметров и сведения материальных и энергетических балансов	24
1.2.1. Требования руководящих документов, регламентирующих порядок контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС	24
1.2.2. Требования руководящих документов, регламентирующих проведение тепловых испытаний паротурбинных установок.....	30
1.3. Обзор опубликованных данных о методах сведения балансов по результатам измерений параметров в сложных системах.....	34
1.4. Критерии совершенствования энергетических систем сложной структуры и существующие методы их определения.....	49
1.5. Выводы по результатам анализа опубликованных данных.....	51
1.6. Постановка задач исследования.....	54
ГЛАВА 2. ПОСТАНОВКА И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ СВЕДЕНИЯ БАЛАНСОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ СЛОЖНОЙ СТРУКТУРЫ.....	56
2.1. Задача скалярной регуляризации материальных потоков.....	57
2.2. Постановка и решение задачи векторной регуляризации при разной точности задания априорной информации.....	65
2.3. Постановка и решение задачи о совместном сведении балансов	

по материальным и энергетическим потокам при разной точности задания априорной информации.....	75
2.4. Выводы по второй главе.....	85
ГЛАВА 3. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ БАЛАНСОВ ПРИ ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАРАНТИЙНЫХ ТЕПЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ	87
3.1. Характеристика решаемой задачи.....	87
3.2. Характеристика объекта испытаний.....	87
3.2.1. <i>Цель и задачи испытаний</i>	88
3.2.2. <i>Объект испытаний</i>	88
3.3. Методика проведения и метрологическое обеспечение испытаний.....	95
3.4. Методика обработки результатов испытаний.....	105
3.4.1. <i>Общие положения</i>	105
3.4.2. <i>Первичная обработка результатов измерения параметров в опытах</i>	106
3.4.3. <i>Обработка результатов в соответствии с целями испытаний</i>	108
3.4.4. <i>Результаты вариантных расчетов</i>	115
3.5. Выводы по третьей главе.....	118
ГЛАВА 4. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ В ЗАДАЧАХ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС	119
4.1. Паротурбинная ТЭЦ неблочного типа.....	119
4.1.1. <i>Цель и задачи этапа работы</i>	119
4.1.2. <i>Характеристика электростанции</i>	120
4.1.3. <i>Порядок решения задачи сведения материальных балансов</i>	

для участка тепловой схемы.....	126
4.1.4. Результаты исследований.....	127
4.2. Парогазовая ТЭС.....	133
4.2.1. Цель и задачи этапа работы.....	133
4.2.2. Характеристика электростанции.....	134
4.2.3. Порядок решения задачи сведения материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ПГУ-ТЭС.....	141
4.2.4. Результаты исследований.....	149
4.3. Выводы по четвертой главе.....	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	157
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	160
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	178
Приложение 1. Документы, подтверждающие практическую реализацию результатов работы	179
Приложение 2. Пример обработки результатов гарантийных испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 КТЗ Кизеловской ГРЭС (вариант № 1).....	183

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. При эксплуатации ТЭС возникает необходимость расчета технико-экономических показателей (ТЭП) работы оборудования на основе результатов измерения параметров потоков теплоносителей. В частности, такие задачи решаются при проведении тепловых (балансовых, функциональных) испытаний теплоэнергетического оборудования, а также при составлении ежемесячной технической отчетности ТЭС о тепловой экономичности. Действующими нормативными документами энергетической отрасли, регламентирующими указанные виды работ, предписано проведение предварительного этапа расчетов, заключающегося в сведении материальных и энергетических балансов по рассматриваемой установке, технологической схеме или ТЭС в целом. Невязка баланса, в общем случае, может быть обусловлена метрологическим несовершенством приборов учета, их неисправностью или отсутствием. Система балансовых уравнений, составленных для некоторой технологической схемы ТЭС, чаще недоопределена, что обуславливает возможность получения наиболее вероятного, но не детерминированного решения. При этом результаты решения существенно зависят от величины исходного небаланса.

Применительно к рассматриваемым случаям решаемые в соответствии с требованиями нормативных документов задачи сведения балансов следует разделить на две группы: 1) проверка соответствия наблюдаемой невязки баланса метрологическим характеристикам используемых приборов – требуется на этапе ежесуточной оценки достоверности данных технического учета (результатов измерения параметров потоков теплоносителей); 2) собственно сведение материальных и энергетических балансов по участку тепловой схемы, установке или ТЭС в целом – выполняется при обработке результатов испытаний оборудования, а также при расчете показателей тепловой экономичности за отчетный период (нормативным отчетным периодом является месяц).

Нормативными документами регламентированы требования к процедурам сведения балансов, которые имеют ряд объективных недостатков: а) при ежесуточной оценке достоверности данных технического учета предписывается проведение контроля сходимости только материального баланса и только по одному наиболее технологически значимому контуру (участку тепловой схемы от расходомеров питательной воды котлов до расходомеров свежего пара турбоагрегатов) без учета балансов по прочим участкам тепловой схемы ТЭС, при этом задается заранее завышенная максимально допустимая величина небаланса (2–3 %), не учитывающая различной степени достоверности определения исходных значений каждого параметра в конкретных случаях; б) при сведении баланса предполагается равномерное разнесение невязки между расходной и приходной частями соответствующего балансового уравнения, что также не учитывает разную степень достоверности получения исходных значений параметров (результатов измерения, экспертных оценок); в) сведение материальных балансов осуществляется без согласования с энергетическими балансами, что не позволяет оценить качество измерения давления и температуры потоков теплоносителей.

На практике наличие указанных недостатков приводит к существенным ошибкам при расчете ТЭП. При существующем подходе к оценке достоверности данных системы технического учета эти ошибки списываются на недостатки эксплуатации либо плохое техническое состояние оборудования, а отчетные показатели тепловой экономичности ТЭС оказываются искаженными.

Таким образом, актуальной задачей с точки зрения повышения объективности расчета ТЭП оборудования ТЭС является разработка расчетных алгоритмов, обеспечивающих возможность учета при сведении балансов различной степени достоверности определения параметров исходной информации, метрологических и технологических ограничений по всем или некоторым выбранным узлам тепловой схемы, а также возможность установления степени соответствия расчетных невязок балансов по контролируемым узлам

схемы номинальным характеристикам погрешности системы мониторинга с возможностью локализации источника ошибки.

Актуальность темы диссертации подтверждается её соответствием приоритетному направлению развития науки, технологий и техники в Российской Федерации «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», критической технологии «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе» (согласно указу Президента РФ № 899 от 07.07.2011 г.).

Степень разработанности темы диссертации. Известен ряд альтернативных методов повышения достоверности и надежности информационного обеспечения АСУ ТП ТЭС и подходов к решению задачи повышения объективности расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования по результатам измерения параметров потоков теплоносителей. Эти методы предусматривают проведение корректировки измеренных значений параметров по условиям согласования материальных, энергетических, эксергетических балансов в системе, привлечение каких-либо замещающих моделей (термодинамических соотношений, методов математической статистики и теории вероятностей, нейросетевого моделирования). Однако к настоящему времени не предложены формализованные подходы к решению рассматриваемой задачи, которые могли бы быть использованы для схемы с произвольной конфигурацией потоков производственным персоналом ТЭС. Кроме того, отсутствуют исчерпывающие данные о влиянии используемых методик сведения балансов в технологических системах по данным технического учета на результаты расчета фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности ТЭС различного типа (паротурбинных, парогазовых), отсутствуют данные о влиянии метода сведения балансов при обработке результатов гарантийных испытаний турбоустановок на степень достоверности результатов испытаний.

Целью диссертации является совершенствование оценки показателей качества агрегатов ТЭС путем разработки и реализации методик сведения материальных и энергетических балансов.

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

1) разработка методики оценки соответствия рассчитываемых по результатам измерения расходов теплоносителей невязок материального баланса по узлам энергетической системы нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения;

2) разработка методики сведения материальных и совместно материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в энергетических системах;

3) реализация разработанной методики сведения балансов в виде программного модуля, ориентированного на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета ТЭП оборудования ТЭС;

4) проведение гарантийных тепловых испытаний паротурбинной установки ТЭС и обработка полученных данных с использованием разработанной методики сведения балансов для выявления степени влияния метода первичной обработки результатов измерения параметров на результаты расчета основных показателей тепловой экономичности турбоагрегата;

5) оценка изменения фактических и номинальных значений ТЭП оборудования и значений резерва тепловой экономичности при внедрении разработанного программного модуля для сведения балансов в программно-технический комплекс действующей ТЭС.

Научная новизна работы обусловлена следующим:

1. На основе подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач предложена методика оценки соответствия рассчитываемых по данным технического учета невязок материального баланса нормативным метрологи-

ческим характеристикам используемых средств измерения с локализацией источника ошибки, получены аналитические и численные решения задачи.

2. Предложенный подход обобщен на методику совместного сведения материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ТЭС по данным технического учета, позволяющую учесть различную степень достоверности определения параметров исходной информации, метрологические и технологические ограничения по всем или некоторым выбранным узлам схемы.

3. Выявлено, что для паротурбинной ТЭС с поперечными связями методика сведения балансов оказывает наибольшее влияние на результаты расчета номинальных значений показателей тепловой экономичности оборудования; при использовании различных методик сведения балансов значения номинального количества сожженного топлива по ТЭС отличаются друг от друга на величину, сопоставимую с утвержденным нормативно-технической документацией по топливоиспользованию резервом тепловой экономичности.

4. Показано, что для парогазовой ТЭС без дожигания топлива в котлах-утилизаторах методика сведения балансов не оказывает значимого влияния на результаты расчета фактических и номинальных значений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, но существенно влияет на результаты расчета промежуточных показателей тепловой экономичности отдельных агрегатов.

Теоретическая значимость работы обусловлена следующим. Доказано определяющее влияние методики сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета на результаты расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС. Применительно к проблематике диссертации результативно использованы методы моделирования структуры потоков энергетических систем на основе теории графов, решения некорректных задач в рамках подхода регуляризации Тихонова, статистического программирования. Изложены основные положения предложенных методов

оценки соответствия рассчитываемых по данным технического учета невязок материального баланса нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения, а также сведения материальных, энергетических и совместно материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ТЭС по данным технического учета. Раскрыта проблема экспериментального подтверждения номинальных показателей работы паротурбинных установок путем проведения гарантийных тепловых испытаний при использовании нормативного метода обработки их результатов. Изучена степень влияния используемой методики сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета на результаты расчета основных и промежуточных показателей тепловой экономичности паротурбинных и парогазовых ТЭС.

Практическая значимость результатов заключается в следующем:

1. Предложенные методы сведения балансов в энергетических системах реализованы в виде программного модуля «Баланс», ориентированного на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета ТЭП оборудования ТЭС.

2. Разработанная методика сведения материальных балансов по результатам измерений параметров потоков теплоносителей в тепловой схеме использована при обработке результатов гарантийных тепловых испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС; выявлено, что от выбора методики сведения балансов зависит признание турбоагрегата соответствующим гарантированным заводом-изготовителем показателям.

3. Предложенная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов реализована в составе программного комплекса «ТЭС-Эксперт», разработанного для Омской ТЭЦ-4, что обеспечило повышение достоверности результатов расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования.

4. Программный модуль «Баланс» интегрирован в программно-технический комплекс действующей парогазовой ТЭС, что обеспечило зна-

чимое уменьшение различий между фактическими и номинальными значениями промежуточных ТЭП отдельных агрегатов.

Методы исследований. Для получения результатов в работе использованы методы теории графов, решения некорректных задач в рамках подхода регуляризации Тихонова, статистического программирования, проведения тепловых испытаний паротурбинных установок ТЭС, балансовых расчетов технологических схем энергоустановок, расчетов показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС.

Достоверность и обоснованность результатов подтверждаются использованием апробированных методов моделирования теплоэнергетических установок; проведением экспериментальных исследований в условиях промышленной эксплуатации турбоагрегата с использованием стандартизованных методов измерения параметров и обработки данных; согласованностью результатов работы с опубликованными данными; проверкой и подтверждением в условиях промышленной эксплуатации основных положений диссертации.

Автор защищает:

- методику оценки соответствия рассчитываемых по результатам измерения расходов теплоносителей невязок материального баланса по узлам энергетической системы нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения;

- методики сведения материальных и совместно материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в энергетических системах и результаты их программной реализации;

- методику проведения и результаты гарантийных тепловых испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС при использовании различных методов сведения балансов при обработке результатов измерения параметров потоков теплоносителей;

– результаты расчетных исследований по определению влияния используемой методики сведения балансов по данным технического учета на результаты расчета фактических и номинальных значений ТЭП оборудования и значений резерва тепловой экономичности паротурбинной и парогазовой ТЭС.

Реализация результатов работы. Предложенная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов, реализованная в программном модуле «Баланс», внедрена в производственный процесс ПГУ-ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго» (г. Москва), где используется при ежесуточном контроле системы технического учета (путем оценки невязок материальных балансов по отдельным узлам тепловой схемы и анализа динамики их изменения во времени), а также при ежемесячных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки государственной статистической отчетности (путем совместного сведения материальных и тепловых балансов, сведения топливного и электрического балансов с расчетом фактических и номинальных значений технико-экономических показателей). Экономический эффект от внедрения методики обусловлен выявленным резервом тепловой экономичности в количестве 1308 т у.т./ год. Предложенная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов использована при разработке программного комплекса «ТЭС-Эксперт» для Омской ТЭЦ-4, предназначенного для расчета фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности оборудования и составляющих резерва тепловой экономичности, а также для оптимизации загрузки оборудования. Основные полученные в работе результаты используются в Ивановском государственном энергетическом университете (ИГЭУ) при подготовке магистров по профилю «Тепловые электрические станции», а также при повышении квалификации работников производственно-технических отделов ТЭС на базе Института повышения квалификации и переподготовки кадров (в энергетике) при ИГЭУ по программе «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП и составляющих резерва

тепловой экономичности. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭС». Реализация результатов работы подтверждена тремя актами внедрения.

Личное участие автора в получении результатов работы состоит в разработке методики оценки соответствия рассчитываемых по результатам измерения расходов теплоносителей невязок материального баланса по узлам энергетической системы нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения; обобщении предложенного подхода на методику сведения материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в энергетических системах; разработке машинного кода прикладного программного модуля «Баланс»; в разработке методики и непосредственном участии в проведении гарантийных тепловых испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС, обработке полученных данных при использовании различных методов сведения балансов по результатам измерений параметров потоков теплоносителей; проведении расчетных исследований по определению влияния используемой методики сведения балансов по данным технического учета на результаты расчета фактических и номинальных значений ТЭП оборудования и значений резерва тепловой экономичности паротурбинной и парогазовой ТЭС, обобщении и анализе полученных результатов; подготовке основных публикаций по тематике исследования.

Апробация работы. Основные результаты диссертации опубликованы и обсуждались на тринадцати международных, всероссийских и региональных конференциях: XIX, XX, XXI Международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, 2013, 2014, 2015 гг.); VIII, IX, X, XI, XII Международных научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия» (Иваново, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.); XXVI Международной научной конференции «Математические методы в технике и техноло-

гиях» (Нижний Новгород, 2013 г.); Национальном конгрессе по энергетике (Казань, 2014 г.); XVIII и XIX Международных научно-технических конференциях «Бенардосовские чтения» (Иваново, 2015, 2017 гг.); VII Международной научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике и промышленности» (Ульяновск, 2017 г.).

Публикации. Материалы диссертации отражены в 19 опубликованных работах, в том числе, в 5 статьях в рецензируемых журналах по списку ВАК (включая 1 статью в издании, индексируемом в международной базе Scopus), 13 тезисах и полных текстах докладов конференций; 1 учебном пособии.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения по работе, списка литературы из 146 наименований. Текст диссертации изложен на 233 стр. машинописного текста, содержит 33 рисунка, 18 таблиц и 2 приложения.

ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ

1.1. Организация контроля показателей тепловой экономичности оборудования действующих ТЭС России

Задачи контроля и анализа значений показателей тепловой экономичности (как фактических, так и нормативных) действующего энергетического оборудования в отечественной энергетике решаются практически с момента её возникновения. Глубокая теоретическая проработка соответствующих технических вопросов, результаты которой отражены в многочисленных опубликованных работах [1–17], легла в основу системы руководящих документов, регламентирующих процедуры расчета технико-экономических показателей и оценки технического состояния энергетического оборудования и уровня его эксплуатации [18–34].

Анализ показателей экономичности оборудования, планирование режимов его работы, поиск путей экономии топливно-энергетических ресурсов – все это задачи, решаемые производственно-техническими отделами (ПТО) электростанций и энергообъединений. Указанные направления работы персонала ПТО решаются с использованием элементов системы технического учета и отчетности ТЭС, структура и содержание которой в энергетике России регламентированы соответствующими нормативными документами [18–34]. В качестве основополагающих нормативных документов в этой области можно указать документы [35, 18, 19, 21, 22].

Для однозначного понимания дальнейших рассуждений приведем определения для специфических понятий и терминов, используемых в системе нормирования показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС [23]:

1) энергетическая характеристика оборудования – комплекс зависимостей технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от нагрузки при оптимальных режимах работы, принятой тепловой схеме, фиксированных значениях внешних факторов, а также состоянии оборудования и уровне его эксплуатации, обеспечивающих

выполнение требований действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей с учетом неустраняемых дефектов проектирования, изготовления, монтажа и старения его (оборудования); энергетическая характеристика включает в себя систему поправок к отдельным показателям на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий и отражает реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при указанных выше условиях;

2) фиксированные условия – номинальные значения ряда параметров, наиболее вероятные значения внешних факторов, принятые при расчете и построении энергетических характеристик оборудования, характеризующиеся постоянными численными значениями или зависимостями;

3) внешние факторы – объективные факторы, влияющие на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала электростанций;

4) основные технико-экономические показатели – показатели работы оборудования, обобщенно характеризующие экономичность агрегата, установки или механизма; для котла основным показателем является КПД брутто; для турбоагрегата – удельный расход тепла брутто на производство электроэнергии; для механизмов собственных нужд – затраты мощности, абсолютный или удельный расход электроэнергии; для установок и аппаратов тепловых собственных нужд – абсолютный, часовой или удельный расход тепла;

5) промежуточные технико-экономические показатели – показатели работы, характеризующие отдельные стороны работы оборудования, экономичность работы отдельных механизмов и аппаратов, относящихся к котлу, турбоагрегату или установке, или отдельных процессов, входящих в цикл производства и отпуска электроэнергии и тепла;

6) исходно-номинальное значение технико-экономических показателей – значение этих показателей, определенное по энергетическим характери-

кам при фиксированных значениях внешних факторов и заданном значении нагрузки, часовой производительности, расхода энергоносителя (или транспортируемого вещества) или другого нормообразующего показателя;

7) номинальное значение технико-экономических показателей – значение этих показателей, определенное путем введения к их исходно-номинальному значению поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных условий;

8) фактическое значение технико-экономических показателей – значение этих показателей, определенное по результатам изменения параметров работы оборудования в некотором периоде, скорректированное с учетом результатов сведения балансов по соответствующей технологической системе;

9) составляющие резерва тепловой экономичности – выраженные в тоннах условного топлива экономия или перерасход топлива за некоторый период из-за отклонения фактических значений соответствующих технико-экономических показателей от их номинальных значений.

Целью разработки и функционирования системы технического учета и отчетности ТЭС является обеспечение возможности контроля показателей тепловой экономичности оборудования и оценки на этой основе его технического состояния. На рисунке 1.1 приведена укрупненная структура рассматриваемой системы, составленная на основе анализа нормативных документов [18–34].

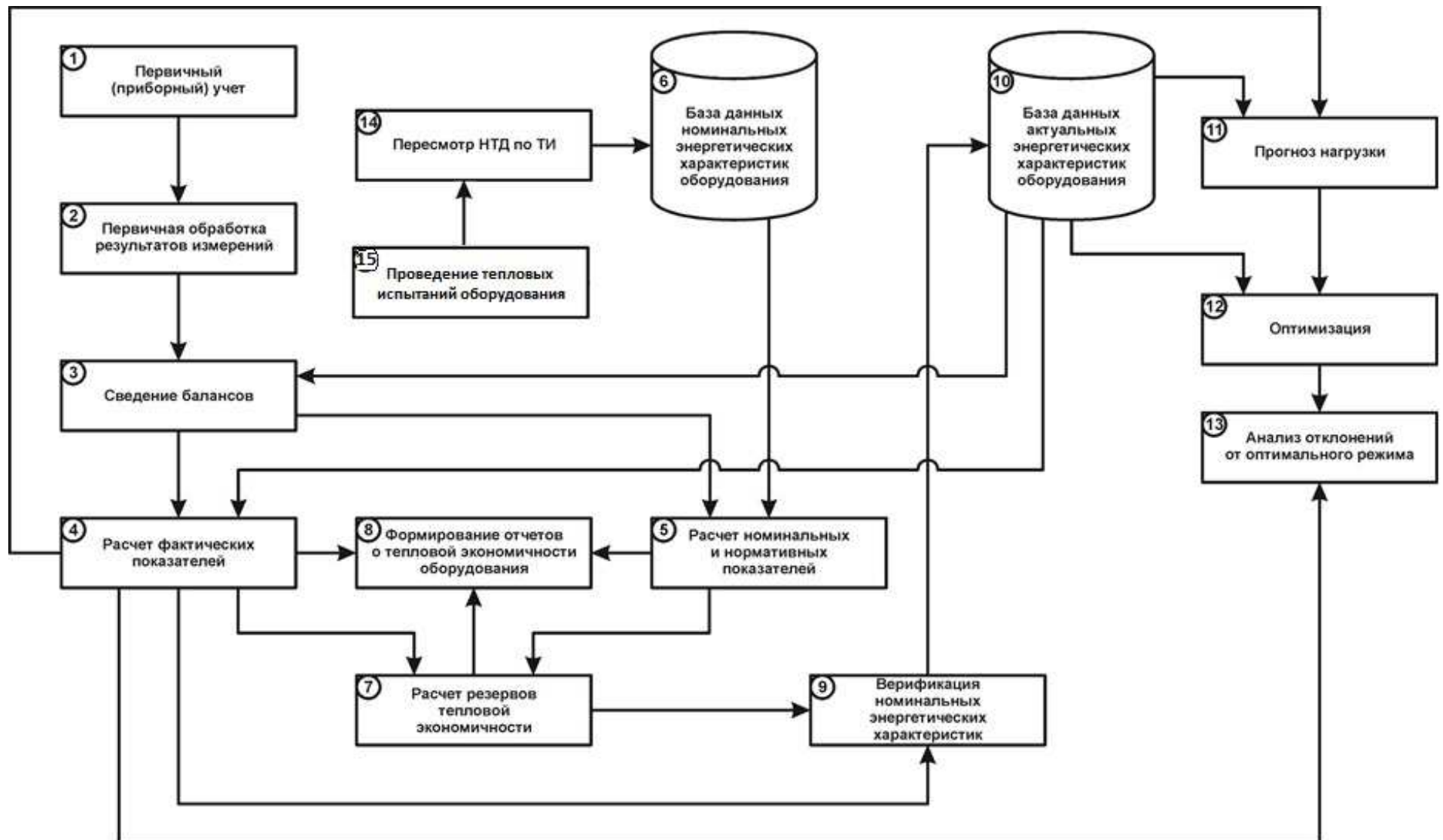


Рисунок 1.1. Схема основных информационных потоков в системе мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации режимов работы оборудования ТЭС

В общем случае рассматриваемая система технического учета и отчетности ТЭС включает следующие подсистемы:

- подсистему 1 первичного (приборного) учета показателей работы оборудования, которую составляют собственно приборы технического и коммерческого учета, а также измерительные каналы с соответствующей базой данных, обеспечивающие сбор и хранение результатов измерений;
- подсистему 2 первичной обработки результатов измерения контролируемых параметров работы оборудования, обеспечивающую анализ информации, поступающей от подсистемы 1, с контролем её достоверности (проверки на наличие выбегов, контроль нахождения параметров в пределах объективных диапазонов с др.), восполнением пропусков данных первичного учета;
- подсистему 3 сведения материальных, тепловых, топливных и электрических балансов по данным первичного учета, обеспечивающую контроль сходимости этих балансов по отдельным агрегатам, группам оборудования, технологическим подсистемам; сведением балансов с соответствующей корректировкой данных первичного учета и определением действительных (балансовых) нагрузок отдельных единиц оборудования, расходов теплоносителей и энергии в технологических системах ТЭС; кроме собственно результатов измерения контролируемых параметров, прошедших первичную обработку, в общем случае в расчетах по сведению балансов могут быть использованы актуальные энергетические характеристики оборудования; здесь и далее под актуальными энергетическими характеристиками оборудования понимаются верифицированные по результатам анализа составляющих резерва тепловой экономичности оборудования за определённый интервал времени (летний, осеннее-зимний, зимний, весенний, послеремонтный и т.п.) номинальные энергетические характеристики оборудования, а также дополнительно разработанные характеристики технологических систем, параметры работы которых не обеспечены приборным учётом (потери пара и конденсата, перетоки рабочих сред между агрегатами и т.п.);

– подсистему 4 расчета фактических показателей работы оборудования при использовании результатов сведения балансов, обеспечивающую определение фактических значений за расчетный период времени основных и промежуточных технико-экономических показателей отдельных единиц, групп оборудования и технологических подсистем; здесь, как и в подсистеме сведения балансов, для расчета параметров, не обеспеченных приборным учетом, могут быть использованы актуальные энергетические характеристики оборудования;

– подсистему 5 расчета номинальных и нормативных показателей работы оборудования по результатам сведения балансов с использованием номинальных энергетических характеристик оборудования как математической модели оборудования, техническое состояние и параметры эксплуатации которого соответствуют номинальным условиям;

– базу данных 6 номинальных (утвержденных в составе нормативно-технической документации по топливоиспользованию ТЭС) энергетических характеристик оборудования, содержащую собственно номинальные энергетические характеристики и соответствующую систему управления базой данных (СУБД) по определению показателей работы оборудования по энергетическим характеристикам;

– подсистему 7 расчета резервов тепловой экономичности, обеспечивающую определение перерасходов или экономии топлива за расчетный период из-за отклонения фактических показателей работы отдельных агрегатов или технологических подсистем от их номинальных значений по заданному перечню параметров;

– подсистему 8 формирования отчетов электростанции о тепловой экономичности оборудования по данным за фактически отработанный период времени, обеспечивающую заполнение отчетных форм данными, соответствующими фактическим условиям работы оборудования и утвержденной для ТЭС нормативно-технической документации по топливоиспользованию (далее – НТД по ТИ);

– подсистему 9 верификации номинальных энергетических характеристик оборудования, обеспечивающую определение актуальных энергетических характеристик путем статистического анализа значений резервов тепловой экономичности и фактических показателей работы оборудования за заданный период времени с поиском соответствующих значений параметров идентификации, перечень и методы расчета которых заранее определены;

– базу данных 10 актуальных энергетических характеристик оборудования, содержащую актуальные в данном интервале времени энергетические характеристики в компьютерном виде и соответствующую СУБД по определению показателей работы оборудования по этим энергетическим характеристикам;

– подсистему 11 прогнозирования требуемых нагрузок ТЭС по отпуску тепловой и электрической энергии во внешние распределительные сети, а также плановых расходов материальных и энергетических ресурсов на собственные нужды, в которой предусмотрено прямое задание или прогнозный расчет требуемых параметров планируемого периода с использованием соответствующих этому периоду актуальных энергетических характеристик;

– подсистему 12 оптимизации состава работающего оборудования и режимов его работы, в которой осуществляется определение параметров работы оборудования в планируемом периоде, отвечающих оптимальному режиму в соответствии с заданным критерием оптимизации, при обеспечении прогнозных нагрузок ТЭС по отпуску тепловой и электрической энергии во внешние распределительные сети; при этом в качестве математической модели ТЭС используется модель, построенная на основе актуальных энергетических характеристик оборудования;

– подсистему 13 анализа отклонений показателей фактического режима работы оборудования от оптимального, обеспечивающую расчет за заданный период времени характеристик упущенной выгоды из-за неполной реализации расчетного оптимального режима;

- подсистему 14 глобальной проверки адекватности энергетических характеристик при плановых пересмотрах НТД по ТИ ТЭС (минимум один раз в пять лет);

- подсистему 15 проведения тепловых (балансовых) испытаний оборудования, результаты которых являются основой для разработки или пересмотра НТД по ТИ ТЭС.

В рамках рассмотренной системы технического учета и отчетности разрабатываются и активно развивающиеся в настоящее время программные средства для оптимизации распределения нагрузок между агрегатами ТЭС [9, 36–43]. В этом случае математическая модель ТЭС в большинстве случаев синтезируется из математических моделей технологических подсистем и отдельных агрегатов, выраженных их энергетическими характеристиками (во всяком случае, именно такой подход в настоящее время признается исследователями как наиболее эффективный [36–43]). Адекватность синтезированной модели фактическим показателям работы оборудования обуславливается адекватностью энергетических характеристик подсистем посредством плановых пересмотров НТД по ТИ ТЭС с проведением соответствующих балансовых испытаний оборудования, а также верификацией энергетических характеристик в период между пересмотрами НТД по ТИ на основе анализа получаемых расчетным путем данных о резервах тепловой экономичности за фактически отработанный предшествующий период времени. Резервы тепловой экономичности определяются на основе детального расчета номинальных и фактических показателей работы оборудования. При этом расчет фактических показателей базируется на данных системы первичного (приборного) учета и процедурах их обработки, включая сведение материальных, тепловых, топливных и электрических балансов. Расчет номинальных показателей выполняется по фактическим показателям как исходным данным с использованием энергетических характеристик как математической модели оборудования, техническое состояние и параметры эксплуатации которого соответствуют номинальным условиям.

Таким образом, в рассмотренной системе технического учета и отчетности ТЭС имеются подсистемы (позиции 2, 3 и 15 на рисунке 1.1), решающие, в числе прочих, задачи оценки достоверности результатов измерения параметров теплоносителей в энергетической системе сложной структуры (тепловой схеме ТЭС или отдельной установки, агрегата ТЭС) на основе контроля сходимости балансов по аддитивным параметрам (массе, энергии), а также собственно сведения материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в соответствующей системе. В следующих разделах рассмотрим подробнее, какие инструменты предлагают руководящие документы энергетической отрасли России для решения этих задач.

1.2. Обзор требований нормативных документов энергетической отрасли России в части контроля достоверности результатов измерения параметров и сведения материальных и энергетических балансов

1.2.1. Требования руководящих документов, регламентирующих порядок контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС

Основные требования к организации контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС впервые были установлены «Руководящими указаниями по постановке технического учета и отчетности на тепловых электростанциях» [18]. Эти требования можно свести к следующим основным положениям:

– первичная отчетная документация ТЭС состоит из суточных ведомостей агрегатов, сменных журналов оперативного персонала (ведутся на рабочих местах) и данных, полученных от регистрирующих приборов; все величины, вносимые во вторичную и окончательную техническую отчетность ТЭС, должны находиться в полном соответствии с данными первичного технического учета;

– все основные величины, используемые для контроля показателей работы оборудования и используемые при расчетах технико-экономических показателей, должны контролироваться с использованием регистрирующих приборов; степень оснащённости ТЭС приборами разных типов (показывающими, регистрирующими, суммирующими) должна соответствовать требованиям действующих нормативных документов; в настоящее время среди них можно отметить «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» [44], «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» [35] и «Методические указания по объёму технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» [45];

– данные первичного технического учета обрабатывается в производственно-техническом отделе (ПТО) ТЭС; основные показатели принимаются по данным регистрирующих приборов, а также показаниям счетчиков расходов пара, воды, электроэнергии; из суточных ведомостей допустимо использовать только отдельные величины, необходимые для расчетов, но не обеспеченные самопишущими приборами; при обработке данных учитываются поправки на отклонение фактических условий работы приборов от расчетных параметров (поправки актуализируются при каждой регламентной поверке приборов); осреднение результатов измерений за период выполняется, как правило, путем определения средневзвешенных, а не среднеарифметических значений;

– первичная, вторичная и окончательная техническая отчетность ТЭС ведется для обеспечения возможности расчета показателей тепловой экономичности оборудования (фактических и номинальных), а также расчета составляющих резерва тепловой экономичности из-за отклонения фактических значений тех или иных параметров от их номинальных значений.

Основной руководящий документ энергетической отрасли России, регламентирующий порядок расчета фактических и нормативных показателей тепловой экономичности энергетического оборудования – «Методические

указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования». В настоящее время действующим является издание этого документа 1995 года с изменением № 1 от 1998 года [21]. Этот документ устанавливает требования к обработке данных первичного учета, аналогичные рассмотренным выше требованиям документа [18], но конкретизирует их:

- среднемесячные показатели, характеризующие параметры технологического процесса, определяются как средневзвешенные по определяющему параметру;

- остальные среднемесячные показатели (КПД котлов, удельные расходы тепловой энергии на турбоагрегаты, удельные расходы топлива, затраты тепловой и электрической энергии на собственные нужды и др.) определяются расчетным путем на основании соответствующих суммарных или средних значений за отчетный период.

Методические указания [21] содержат также требования по обеспечению сходимости основных балансов по ТЭС: расчету фактических значений показателей должно предшествовать сведение пароводяного, теплового и электрического балансов по каждому энергоблоку, подгруппе и группе оборудования с определением значений перетоков тепловой энергии между ними, а также электростанции в целом; при правильно сведенных тепловом и электрическом балансах значения удельных расходов топлива, рассчитанных с использованием удельных показателей турбоагрегатов и котлов, а также по расходу сожженного топлива, должны совпадать.

Таким образом, в системе технической отчетности и нормирования показателей тепловой экономичности наименьшим временным интервалом являются сутки. Ясно, что проведение подготовительных к расчету технико-экономических показателей операций, например, сведение пароводяного (материального) и теплового балансов, в полном объеме за сутки практически невозможно. Причин этого две. Во-первых, такие расчеты требуют большого количества исходных данных, сбор которых возможен только при полной ав-

томатизации этого процесса. Во-вторых, и это является наиболее труднопреодолимым препятствием, при анализе показателей за короткий промежуток времени отклонения результатов измерения каждого параметра от истинных значений из-за наличия погрешности или неисправности приборов становятся относительно велики. По этим причинам сведение балансов в полном объеме и расчеты технико-экономических показателей работы оборудования предусмотрены за месяц [21].

Одним из главных требований [21] является сведение пароводяного, теплового и электрического балансов, предшествующее любым расчетам технико-экономических показателей. Однако рассматриваемый руководящий документ не содержит методик сведения балансов.

Ретроспективный анализ нормативных документов показывает, что за всю историю нормирования показателей топливоиспользования существовал лишь один документ, определяющий порядок сведения пароводяных и тепловых балансов на электростанциях – «Руководящие указания по ведению месячного пароводяного баланса на тепловых электростанциях» [22]. Необходимо отметить, что этот руководящий документ разработан и впервые утвержден в 1962 году, что во многом обуславливает регламентируемые им подходы к организации технического учета на ТЭС. Руководящие указания [22] выдвигают следующие требования к системе технического учета и отчетности ТЭС:

- для обеспечения правильного определения показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС необходимы организация систематического (ежесуточного) наблюдения за правильностью работы соответствующих контрольно-измерительных приборов и осуществление правильного текущего учета основных расходов пара и воды;

- учитывая наличие приборов с положительной и отрицательной погрешностью, общая погрешность сведения пароводяного баланса по данным технического учета не должна превышать $\pm(2-3)\%$;

– сведение пароводяного баланса ТЭС за месяц должно производиться в следующем порядке:

а) проверка сходимости материальных балансов основных потоков пара и воды: пара, выработанного котлами; питательной воды, поступившей в котлы; пара, отпускаемого внешним тепловым потребителям; возврата конденсата от внешних потребителей; добавочной воды цикла; внутристанционных потерь теплоносителя;

б) сведение материальных балансов основных потоков пара и воды, то есть установление окончательных отчетных значений расходов пара и воды, взаимно увязанных между собой; рассматриваемый нормативный документ предписывает следующую методику сведения баланса: в случае положительного небаланса поправка в размере $(-50) \%$ от абсолютной величины небаланса распределяется пропорционально между всеми приходными величинами уравнений пароводяного небаланса и в размере $(+50) \%$ – между всеми расходными величинами, в случае получения отрицательного небаланса знак поправки соответственно изменяется.

Требования по обеспечению сходимости энергетического (теплового) баланса группы оборудования изложены в методических указаниях [21]. Тепловой баланс должен быть сведен в разрезе среднемесячных показателей. Уравнение теплового баланса энергоблока, подгруппы, группы оборудования имеет вид [21]:

$$Q_k^{\text{бр}} + Q_{\text{пер}}^{\text{пр}} = Q_{\text{э}} + Q_{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв}} + Q_{\text{пер}}^{\text{отд}} + Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}} + Q_{\text{т}}^{\text{сн}} + Q_{\text{к}}^{\text{сн}} + Q_{\text{тп}}, \quad (1.1)$$

где $Q_k^{\text{бр}}$ – выработка тепловой энергии брутто энергетическими котлами; $Q_{\text{пер}}^{\text{пр}}$ – количество тепловой энергии, принятое в виде перетока; $Q_{\text{э}}$ – количество тепловой энергии, затраченное на производство электроэнергии турбоагрегатами; $Q_{\text{от}}$ – суммарный отпуск тепловой энергии внешним потребителям с паром и горячей водой; $Q_{\text{от}}^{\text{пвк}}$ – отпуск тепловой энергии от пиковых водогрейных котлов, отнесенный к данной группе, подгруппе оборудования, данному энергоблоку; $Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$ – количество тепловой энергии, полученное водой за

счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах; $Q_{\text{пер}}^{\text{отд}}$ – количество тепловой энергии, отданное в виде перетока; $Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$ – технологические потери тепловой энергии, связанные с отпуском тепловой энергии от энергетических котлов; $Q_{\text{т}}^{\text{сн}}$ и $Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$ – количество тепловой энергии, израсходованное на собственные нужды соответственно турбоагрегатов и энергетических котлов; $Q_{\text{тп}}$ – потери теплового потока, обусловленные наружным охлаждением паропроводов свежего пара, пара после промежуточного перегрева, трубопроводов питательной воды и другими потерями тепла, связанными с транспортом тепла от котлов к турбоагрегатам.

Промежуточные выводы по результатам анализа:

1) руководящие указания [22] допускают упрощения при сведении пароводяного баланса тепловых электрических станций:

- во-первых, акцент делается на материальном балансе только одного контура (участка тепловой схемы) – от расходомеров питательной воды котлов до расходомеров свежего пара турбоагрегатов; при этом прочие участки тепловой схемы, например, коллекторы пара собственных нужд остаются без должного внимания при сведении балансов;

- во-вторых, в документе установлена предельная величина невязки материального баланса на уровне (2–3) %, что не учитывает метрологических характеристик фактически установленных приборов учета;

- в-третьих, методика сведения баланса, регламентированная рассматриваемым документом, суть которой состоит в равномерном распределении невязки между приходной и расходной частями баланса, также не учитывает степень достоверности конкретной первичной информации: такое распределение невязки не позволяет определить, на каком участке тепловой схемы допущена неточность или ошибка учета.

2) в отличие от методических указаний [21], руководящие указания [22] не просто выдвигают требование относительно сходимости пароводяного баланса за отчетный месяц, но предлагают, хотя и не достаточный, но необхо-

димый путь – ежесуточный контроль правильности работы основных приборов учета с проверкой сходимости основного пароводяного баланса (баланса участка тепловой схемы от расходомеров питательной воды котлов до расходомеров свежего пара турбоагрегатов); такой подход к сведению пароводяного баланса обусловлен тем, что во время разработки данного документа (1962 г.) не было технической возможности (вследствие отсутствия ЭВМ достаточной мощности) разработать и использовать на практике научно обоснованные инструменты для сведения балансов по результатам измерений;

3) в нормативных документах вовсе не содержится требований по контролю сходимости энергетических балансов в технологических системах ТЭС на предварительном этапе практических расчетов – при оценке достоверности данных системы мониторинга; энергетические балансы сводятся непосредственно при определении фактических показателей работы оборудования; при этом значения расходов теплоносителей принимаются по результатам сведения материальных балансов, значения давления и температуры потоков – по данным фактических измерений, а сходимость энергетических балансов обеспечивается корректировкой собственно значений энергетической мощности потоков теплоносителя; при таком подходе тепловые (энергетические) нагрузки оборудования оказываются неувязанными с расходами теплоносителя и их теплофизическими характеристиками.

1.2.2. Требования руководящих документов, регламентирующих проведение тепловых испытаний паротурбинных установок

Рассмотрим основные руководящие документы, регламентирующие порядок проведения тепловых испытаний турбоустановок ТЭС: «Методические указания по проведению испытаний паровых турбин» [24] и «Тепловые (балансовые) испытания энергоблока атомной станции» [25]. Документ [25] разработан на основе документа [24], и поэтому практически не отличается от него с точки зрения предписываемых методов проведения испытаний и обработки их результатов.

Документом [24] установлены следующие требования к точности проводимых испытаний с точки зрения обеспечения сходимости материальных и энергетических балансов:

- измерения параметров должно быть организовано таким образом, чтобы «дать четкое представление о расходном балансе, процессе расширения пара в турбине, работе системы парораспределения и вспомогательного оборудования»; ответственные измерения необходимо дублировать;

- необходимая точность испытаний характеризуется величиной погрешности определения конечных результатов (0,5–1,0) %;

- с целью обеспечения возможности сведения материального баланса по турбоустановке предусматривается проведение специальной серии тарировочных опытов, проводимых при максимальном упрощении тепловой схемы с отключением всех возможных потоков и необходимых для расчета поправок к показаниям основных расходомеров пара и воды (как правило, расходомеров свежего пара, основного конденсата и питательной воды).

Обработка результатов испытаний проводится в последовательности, отраженной на рисунке 1.2, составленном на основе изложенных в [24] требований. Результаты тарировочных опытов позволяют рассчитать поправки к показателям основных расходомеров пара и воды на невязку материального баланса по турбоустановке. Поскольку при тарировочных опытах задействовано минимальное количество потоков из-за проведения таких опытов при упрощенной тепловой схеме, удастся сосредоточиться лишь на показателях основных расходомеров.

Согласно [24], поправки к показателям расходомера свежего пара определяются для тарировочных и основных опытов следующим образом:

- для условий каждого из опытов сопоставляются значения расхода свежего пара на турбину, полученные по результатам непосредственных измерений и расчетным путем с использованием измеренных расходов основного конденсата, пара в отборы турбины и различных второстепенных потоков пара и воды в схеме турбоустановки; отклонения в полученных значени-

ях расхода свежего пара характеризуют качество проведенных опытов и достоверность конечных результатов;

- максимальное расхождение не должно превышать (1–2) % (большая цифра относится к минимальным нагрузкам);

- при расхождении (1–2) % и отсутствии факторов, позволяющих отдать предпочтение одному из методов определения расхода свежего пара, в качестве действительного значения расхода свежего пара принимается среднее из сравниваемых значений (то есть невязка баланса распределения по ровну между приходной и расходной частями балансового уравнения, как и в требованиях, содержащихся в ранее рассмотренном документе [22]);

- при расхождении более 2 % требуется проведение тщательного анализа причин его появления и обоснование выбора способа определения расхода свежего пара.

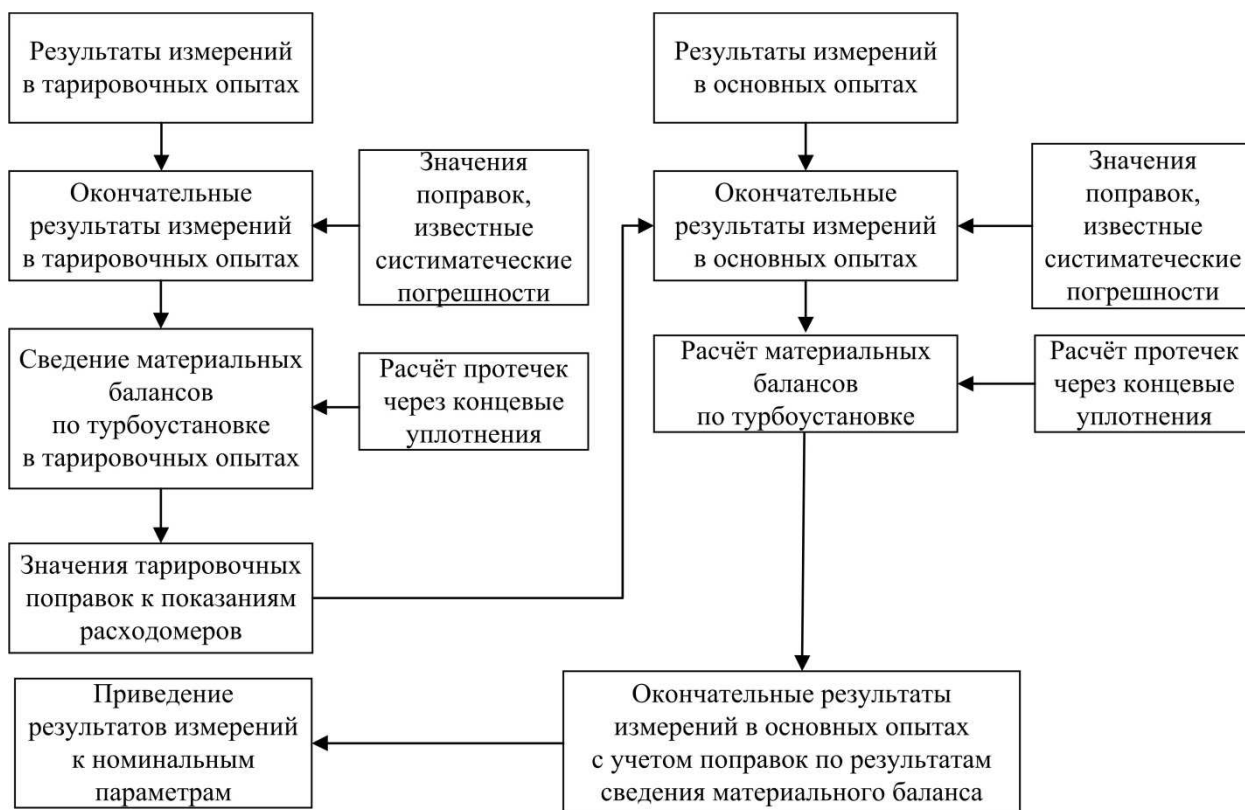


Рисунок 1.2. Последовательность обработки результатов тепловых испытаний турбоагрегатов

В то же время, «Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций» [23] – основной руководящий документ, регламентирующий разработку нормативно-технической документации по топливоиспользованию ТЭС, – утверждает, что «значения основных и промежуточных показателей энергетических характеристик устанавливаются с учетом точности исходных материалов, на основе которых разрабатываются энергетические характеристики оборудования». В частности, при использовании в качестве основы для разработки энергетических характеристик результатов тепловых испытаний максимальное значение поправки на точность исходной информации составляет 1,5 %.

Учитывая методику проведения тепловых испытаний турбоустановок, описанную в методических указаниях [24], погрешность определения только расхода свежего пара допускается на уровне (1–2) %. Для расчета основного технико-экономического показателя турбоагрегата – удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии, – необходимы результаты измерения еще как минимум следующих параметров: расхода питательной воды, давления и температуры свежего пара и питательной воды, а также электрической мощности. Каждое из указанных результатов измерений также характеризуется некоторой погрешностью. Таким образом, обеспечить требования методических указаний [23] относительно точности исходного материала, используемого при разработке энергетических характеристик, практически невозможно при проведении испытаний турбоустановок в соответствии с методическими указаниями [24].

Промежуточные выводы по результатам анализа:

1) нормативные документы [24, 25] допускают определение расхода свежего пара на турбоустановку при проведении испытаний с максимальной невязкой материального баланса (1–2) % (большее значение относится к минимальным нагрузкам турбоагрегата); при этом, согласно методическим указаниям [23], погрешность результатов испытаний турбоустановки в целом не

должна превосходить 1,5 %; учитывая, что на технико-экономические показатели турбоагрегата, кроме расхода свежего пара, влияют и другие теплотехнические и электрические параметры, измеряемые также с некоторой погрешностью, обеспечить требования документа [23] при проведении испытаний с невязкой материального баланса, удовлетворяющей требованиям [24, 25], не представляется возможным; это подтверждает необходимость разработки научно обоснованного инструмента для сведения материальных балансов в энергетических системах сложной структуры, в данном случае – в тепловой схеме паротурбинной установки;

2) документы [24, 25], как и ранее рассмотренные документы [21, 22], регламентируют сведение материального баланса по турбоустановке по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в условиях каждого опыта путем равномерного разнесения невязки баланса между приходной и расходной частями балансового уравнения, то есть без учета метрологических характеристик каждого конкретного средства измерения, используемого при испытаниях.

1.3. Обзор опубликованных данных о методах сведения балансов по результатам измерений параметров в сложных системах

К настоящему времени разными авторами предложен ряд альтернативных методов повышения достоверности и надежности информационного обеспечения АСУ ТП ТЭС и подходов к решению задачи повышения объективности расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования по результатам измерения параметров потоков теплоносителей [46-67]. Эти методы предусматривают проведение корректировки измеренных значений параметров по условиям согласования материальных, энергетических, эксергетических балансов в системе, привлечение каких-либо замещающих моделей (термодинамических соотношений, методов математической статистики и теории вероятностей, нейросетевого моделирования).

Так, коллективом Новосибирского государственного технического университета (Овчинников Ю.В., Ноздренко Г.В., Щинников П.А. и др.) предложен метод согласования балансов для повышения точности исходной информации при расчете ТЭП по энергоблоку, базирующийся на сочетании точных термодинамических соотношений и вероятностно-статистических подходов [46–57]. В рамках предложенного авторами подхода к каждому члену балансового уравнения вводится поправка. Для нахождения значений поправок используются разложение балансового уравнения в ряд Тейлора и дополнительные условия, вытекающие из представления о наиболее вероятном распределении погрешностей как минимуме взвешенной суммы квадратов поправок с нахождением искомых параметров методом неопределенных множителей Лагранжа.

Предложенный метод развит авторами на метод согласования энергобалансов энергоблоков ТЭС на основе оптимизационно-эксергетической методологии, в рамках которого в дополнение к материальному и энергетическому балансам рассматривается также эксергетический баланс [47, 49]. Рассматриваемые методы разработаны при допущении о нормальном законе распределения случайных погрешностей для совокупности измерений по энергоблоку. Такое допущение оказывается необоснованным, например, при выходе из строя отдельных приборов или эпизодических сбоях в их работе. Кроме того, авторами не предложена формализация подхода к постановке и решению задачи сведения балансов рассматриваемым методом для схем с произвольной конфигурацией потоков производственным персоналом ТЭС.

Аналогичный рассмотренному подход предложен в работах Анищенко В.А., Щербич В.И. и др. [58], при этом выполнена адаптация подхода применительно к задачам повышения достоверности используемой в АСУ ТП информации путем коррекции результатов измерений.

В работах авторов Московского энергетического института (Аракелян Э.К., Панько М.А., Арутюнян Т.М., Сабанин В.Р., Репин А.И., Смирнов Н.И. и др.) [59–67] предложен ряд методов повышения достоверности и

надежности информационного обеспечения АСУ ТП ТЭС. Задачи, решаемые авторами, в основном касаются проблемы замещения результатов измерений параметров при сбоях системы мониторинга. При этом используются различные подходы: оценка значения не измеряемого параметра по значениям функционально связанных с ним измеряемых параметров, использование автокорреляционных функций, методы нейросетевого моделирования и др.

Вместе с тем к настоящему времени не предложены формализованные подходы к решению рассматриваемой задачи, которые могли бы быть использованы для схемы с произвольной конфигурацией потоков производственным персоналом ТЭС. Кроме того, отсутствуют исчерпывающие данные о влиянии используемых методов сведения балансов в технологических системах по данным технического учета на фактические и номинальные значения показателей тепловой экономичности ТЭС различного типа (паротурбинных, парогазовых), отсутствуют данные о влиянии метода сведения балансов при обработке результатов гарантийных испытаний турбоустановок на степень достоверности результатов испытаний.

Рассмотрим подробнее некоторые наиболее перспективные подходы, изложенные в опубликованных результатах исследований.

Проблема недостаточной точности измерений на ТЭС, в контексте расчёта технико-экономических показателей оборудования, рассматривается авторами в статье [46]. В частности, показано, что определение технико-экономических показателей ТЭС по результатам измерений параметров потоков теплоносителей в тепловой схеме возможно лишь с некоторой точностью, которая зависит от специфических методических погрешностей алгоритма расчёта, погрешностей измерительной техники и методики измерений. Снизить влияние первой группы погрешностей на точность конечного результата позволяет рациональный алгоритм расчета ТЭП. Однако даже при полном исключении погрешности этой группы фактическая погрешность конечных значений технико-экономических показателей находится в пределах

(0,3–0,6) % для КПД котлов, (2,3–3,0) % – для показателей турбоустановки и энергоблока в целом.

Погрешность расчета технико-экономических показателей при использовании информационно-вычислительных систем может быть уменьшена путем индивидуальной градуировки элементов каналов измерений, стабилизации внешних условий, применения оптимальных средств измерения и приборов повышенной точности. В комплексе указанные мероприятия могут снизить погрешность расчета технико-экономических показателей энергоблоков в целом до 1,1 %.

Как дополнительные, могут использоваться вероятностно-статистические методы повышения точности исходной информации.

Для решения задачи повышения точности исходной информации авторами [46] предложен метод, основанный на сочетании точных термодинамических соотношений и вероятностно-статистических подходов. В рамках этого метода энергоблоки ТЭС могут рассматриваться как сложные термодинамические системы, составленные из подсистем, состояние которых поддерживается действием регуляторов – адиабатических оболочек, непроницаемых стенок, полунепроницаемых перегородок и т.п. Если полагать, что в каждый момент времени каждая из подсистем находится в состоянии локального равновесия, то рассматриваемая термодинамическая система может быть признана квазистационарной. Уравнения материального и энергетического балансов для данной системы и её отдельных подсистем могут быть записаны в виде:

$$\sum_i M_{i \text{ под}} = \sum_j M_{j \text{ отв}}, \quad (1.2)$$

$$\sum_i E_{i \text{ под}} = \sum_j E_{j \text{ отв}}, \quad (1.3)$$

где $M_{i \text{ под}}$, $M_{j \text{ отв}}$ – потоки массы, соответственно подведённые и отведённые от системы; $E_{i \text{ под}}$, $E_{j \text{ отв}}$ – потоки энергии, соответственно подведённые и отведённые от системы.

Использование уравнений (1.2) и (1.3) сопряжено с дополнительными условиями:

– поскольку измеряемые величины, на основе которых получены уравнения (1.2) и (1.3), изменяются во времени по сложному закону, обусловленному действием регуляторов, то эти величины соответствуют именно рассматриваемому моменту времени;

– в разные моменты времени отдельные элементы системы могут являться источниками и стоками массы и энергии (например, из-за изменения уровня в конденсатосборниках подогревателей, работы дренажей и т.п.), поэтому знак равенства в уравнениях (1.2) и (1.3) следует заменить на знак приближенного равенства.

Авторы [46] показывают, что производительность источников и стоков мала по сравнению с основными потоками, и погрешность вследствие неучета источников и стоков меньше погрешности, возникающей от действия случайных ошибок при измерениях.

Дальнейшие рассуждения авторов [46] исходят из того, что распределение случайных погрешностей для совокупности измерений принимается нормальным. При этом предполагается, что погрешность, вносимая в измерение при колебаниях параметров в стационарном режиме работы оборудования, входит в случайную ошибку измерения.

Таким образом, из-за неточности измерения величин, входящих в уравнения (1.2) и (1.3), и неточности вычисления не измеряемых параметров балансовые уравнения характеризуются некоторой невязкой баланса:

$$F_k(l_1, \dots, l_n, x_1, \dots, x_u) = -w_k, \quad (1.4)$$

где l_i – измеряемая величина ($i = 1 \dots n$); x_j – вычисляемая величина ($j = 1 \dots u$); w_k – невязка k -го балансового уравнения ($k = 1 \dots r$).

Для согласования уравнения (1.4) необходимо ввести поправки к каждому члену:

$$F_k(l_1+v_1, \dots, l_n+v_n, x_1+y_1, \dots, x_u+y_u) = 0, \quad (1.5)$$

где v_i и y_j – поправки, соответственно, к измеряемой и вычисленной величинам.

Определять значения поправок в уравнении (1.5) авторы [46] предлагают на основе линеаризации уравнений путём разложения их в ряд Тейлора и использования дополнительных условий, вытекающих из представления о наиболее вероятном распределении погрешностей как минимум взвешенной суммы квадратов поправок:

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{\delta F_k}{\delta l_i} \right) v_i + \sum_{j=1}^u \left(\frac{\delta F_k}{\delta x_j} \right) y_j = w_k, (k = 1 \dots r); \quad (1.6)$$

$$\frac{v_i}{m_i^2} = \sum_{k=1}^r \left(\frac{\delta F_k}{\delta l_i} \right) * K_k, (i = 1 \dots n); \quad (1.7)$$

$$\sum_{k=1}^r \left(\frac{\delta F_k}{\delta x_j} \right) * K_k = 0, (j = 1 \dots u); \quad (1.8)$$

где K_k – неопределённые множители Лагранжа, выполняющие роль коэффициентов пропорциональности; m_i – абсолютное значение среднеквадратичной погрешности соответствующей измеренной величины.

В статье [47] рассмотренный метод авторами развит на метод адаптивной идентификации агрегатов при идентификации математической модели теплоэнергетической установки. Метод основан на установлении обратной связи при адаптивной идентификации агрегатов на базе согласования энергобаланса теплоэнергетической установки.

В рамках этого подхода каждый i -й агрегат установки рассматривается как многомерный технологический оператор (рисунок 1.3), качественно и количественно преобразующий физические материальные и энергетические потоки $E_i^{(x)} = (E_{1i}, E_{2i}, \dots, E_{xi})$ на входе в соответствующие материальные и энергетические потоки $E_i^{(y)} = (E_{i1}, E_{i2}, \dots, E_{ji})$ на выходе агрегата. В такой форме характеристика является модулем математической модели теплоэнергетической установки. При этом все агрегаты описываются однообразно в виде некоторой стандартной математической схемы – модуля. Модуль «настраивается» на тот или иной агрегат теплоэнергетической установки путем введе-

ния в него характеристических значений параметров каждого конкретного агрегата.

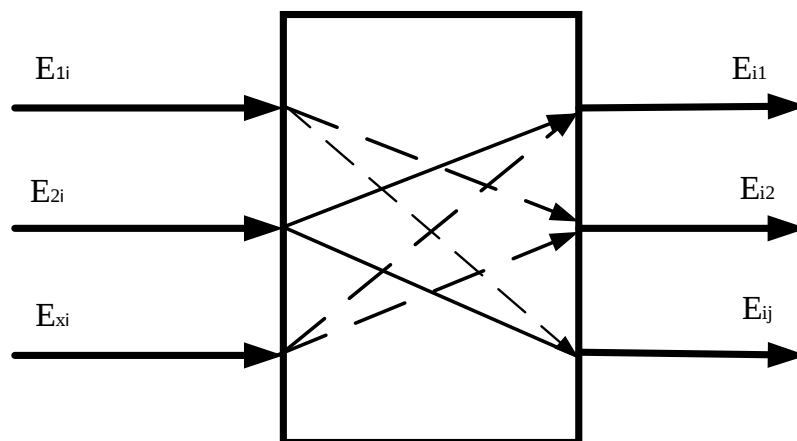


Рисунок 1.3. Схема агрегата теплоэнергетической установки как многомерного технологического оператора

Для определения связи входных и выходных параметров системы предлагается использовать метод множественной регрессии [47].

Для уменьшения неопределённости прогнозирования, вызванной случайными ошибками, авторы рекомендуют использовать метод согласования энергобалансов агрегатов и в целом теплоэнергетической установки, аналогичный рассмотренному ранее. В этом случае удастся повысить точность прогнозирования путем наложения дополнительных балансовых ограничений, связывающих характеристики потоков массы и энергии в агрегате или установке в целом.

При этом авторы [47] отмечают, что любое решение оптимизационной задачи при сведении балансов является допустимым. Допустимое по всем ограничениям решение, обеспечивающее экстремальное значение целевой функции оптимизации, считается оптимальным. Но из-за имеющихся ограничений на диапазон изменения величин входных и выходных параметров и случайного характера распределения отклонений от истинного значения лю-

бое из допустимого множества решений является более точным, чем множество измеренных и вычисленных параметров.

В работах [48, 49, 54] авторами разработана методика согласования энергобалансов энергоблоков ТЭС, основанная на оптимизационно-эксергетической методологии. Постановка и порядок решения задачи в целом соответствует (1.4)–(1.8). Авторы демонстрируют применение предложенного подхода применительно к задаче расчета технико-экономических показателей энергоблока, тепловая схема которого приведена на рисунке 1.4 [49].

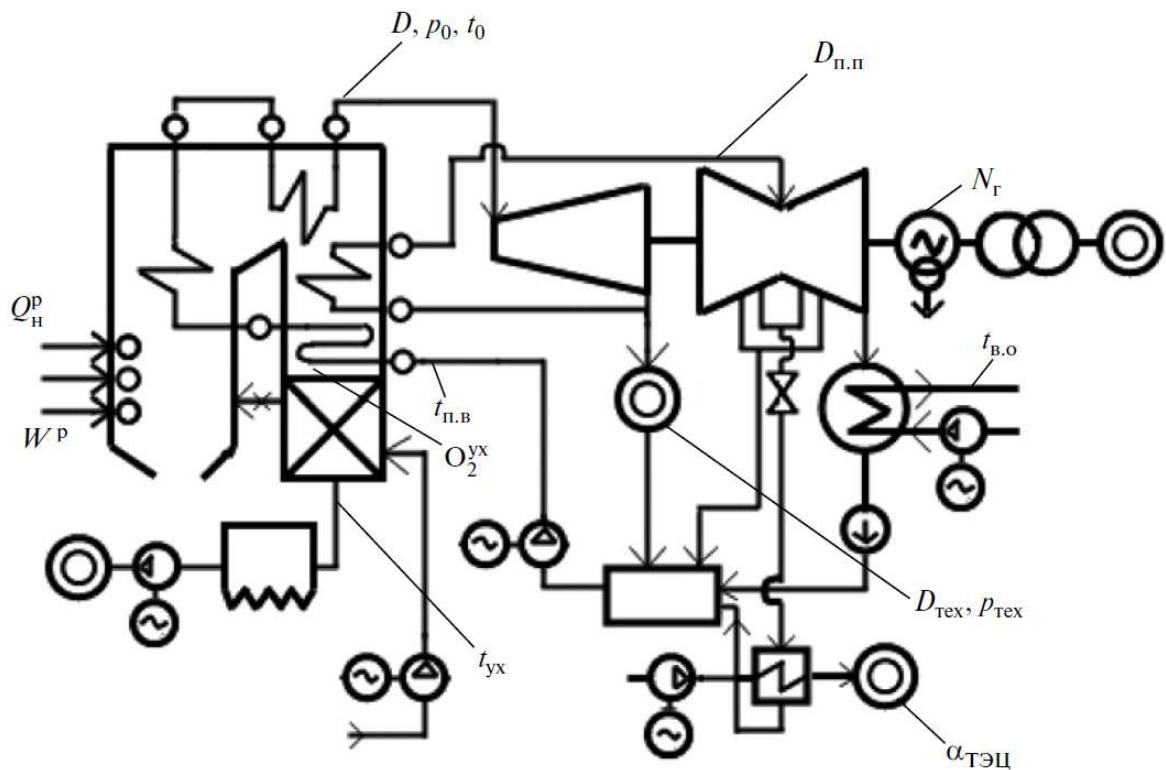


Рисунок 1.4. Принципиальная тепловая схема энергоблока

Для рассматриваемого энергоблока в качестве независимых параметров $x_i \in X$ рассматриваются измеряемые параметры. Функционально зависимые параметры – $y_i \in Y$ (к ним относятся, в частности, передаваемые тепловые и эксергетические потоки).

Условия протекания процессов, системные и физико-технические ограничения представлены в виде неравенств:

$$F(\tilde{O}, Y) < > 0, X^* \leq X \leq X^{**}, \quad (1.9)$$

где X^* и X^{**} – векторы наименьших и наибольших значений (определяемые погрешностями измерения параметров с учетом методических погрешностей); F – нелинейные вектор-функции несходимости балансов (функции энергетического, расходного и эксергетического балансов):

$$\sum_{k \in V(i)} (\eta M^x h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta M^y h)_{ij} <> 0; \quad (1.10)$$

$$\sum_{k \in V(i)} M_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} M_{ij}^y <> 0; \quad (1.11)$$

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y * \eta_i^{-1} <> 0; \quad (1.12)$$

здесь M , h – расход и энтальпия теплоносителя; η – коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии (или эксергии); E – эксергетическая мощность.

Полученная таким образом система балансовых уравнений в элементах оборудования устанавливает связь между расходами и теплофизическими параметрами потоков теплоносителей для заданной нагрузки энергоблока [48, 49, 54].

Построенные на рассмотренном принципе модели агрегатов объединены в модель энергоблока в целом. Модели агрегатов, как рассмотрено выше при анализе статьи [47], включают зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и эксергетическими характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных значений. Все модели функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам (параметрам информационных связей) [48, 49, 54].

Особенностью подхода, предложенного авторами в работах [48, 54], является выбор функции цели при согласовании балансов, в качестве которой принят интегральный эксергетический КПД энергоблока:

$$\eta_e = \frac{\eta_N * N + \eta_T * E_T}{N + E_T}; \quad (1.13)$$

где η_N и η_T – эксергетические КПД соответственно по отпуску электроэнергии N и теплоэксергии E_T [48, 54].

Собственно оптимизатор при решении сформулированной задачи представлен авторами [48, 49, 54] в виде:

$$\{\min_{x \in R^n} [\eta_e(x)]^{-1} | [\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U]\}, \quad (1.14)$$

где $\bar{\varphi}_u(\omega)$ – вероятностный логико-числовой оператор функциональных отношений; U – множество логико-числовых операторов; $\omega = (x, G, R^n, L)$ – информационная структура; L – множество логических управляющих параметров; G – множество внешних связей и исходных данных; x – измеряемые параметры [48].

Для решения оптимизационной задачи авторами [48] предлагается искать минимум функции (1.17) методом случайного направленного поиска с учетом принятых ограничений.

Несомненный интерес представляют приведенные в [48, 49, 54] результаты решения практической задачи согласования энергобалансов предложенным методом применительно к энергоблоку Новосибирской ТЭЦ-5 мощностью 180 МВт с турбоагрегатом типа «Т» (таблица 1.1).

Таблица 1.1. Пример согласования энергобалансов по энергоблоку мощностью 180 МВт (по данным [49])

Параметр	До согласования энергобалансов	После согласования энергобалансов
1. Расход пара на турбину, кг/с	186,4	164,5
2. Начальное давление пара, МПа	12,5	12,43
3. Начальная температура пара, °С	543	545
4. Температура питательной воды, °С	248	248
5. Расход пара промежуточного перегрева, кг/с	155,5	157,8
6. Коэффициент теплофикации	0,48	0,51
7. Мощность на клеммах генератора, МВт	175,8	176,7
8. Низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу, МДж/кг	21,16	21,07
9. Расход технологического пара, кг/с	0	0
10. Давление технологического пара, кг/с	0	0
11. Температура уходящих газов, °С	159	161
12. Объемное содержание кислорода в уходящих газах, %	3,2	3,3

Окончание таблицы 1.1

Параметр	До согласо- вания энер- гобалансов	После со- гласования энергоба- лансов
13. Влага топлива (по рабочей массе), %	14	14
14. Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора, °C	25,6	25,1
15. Расход топлива, кг/с	22,82	23,25
16. Химическая энергия топлива, МВт	489,8	482,7
17. Полезно используемая тепловая энергия, МВт	532,6	478,0
18. Несходимость энергобаланса по котлу, %	-13,5	-3,3
19. Отпуск энергии на теплофикацию, МВт	261	261
20. Выработка электроэнергии на паре теплофика- ционного отбора, МВт	123,2	124,2
21. Выработка электроэнергии на паре регенератив- ных отборов, МВт	29,8	29,8
22. Выработка электроэнергии на паре конденса- ционного потока, МВт	58,4	26,1
23. Несходимость энергобаланса по турбине, %	+20,2	+1,9
24. КПД энергоблока	0,37	0,38

Из данных таблицы 1.1 видно, что метод согласования энергобалансов позволяет существенно увеличить точность определения основных и промежуточных технико-экономических показателей котла, турбоагрегата и энергоблока в целом даже при существенных величинах исходных невязок энергетических балансов по отдельным элементам. Это доказывает перспективность предложенного авторами подхода.

Кроме того, в работах [49, 54] авторами впервые сделаны важнейшие практические выводы о влиянии метода сведения балансов по агрегатам энергоблока на значение экономии или перерасхода топлива в целом по энергоблоку. Полученные результаты иллюстрируют данные рисунка 1.5. Видно, что согласование энергобалансов позволило выявить экономию топлива по обоим энергоблокам, в то время как при расчете по данным системы технического учета на энергоблоке ст. № 1 фиксировался перерасход топлива. Такие исследования позволяют получить важнейшие сведения о реальном уровне тепловой экономичности оборудования ТЭС.

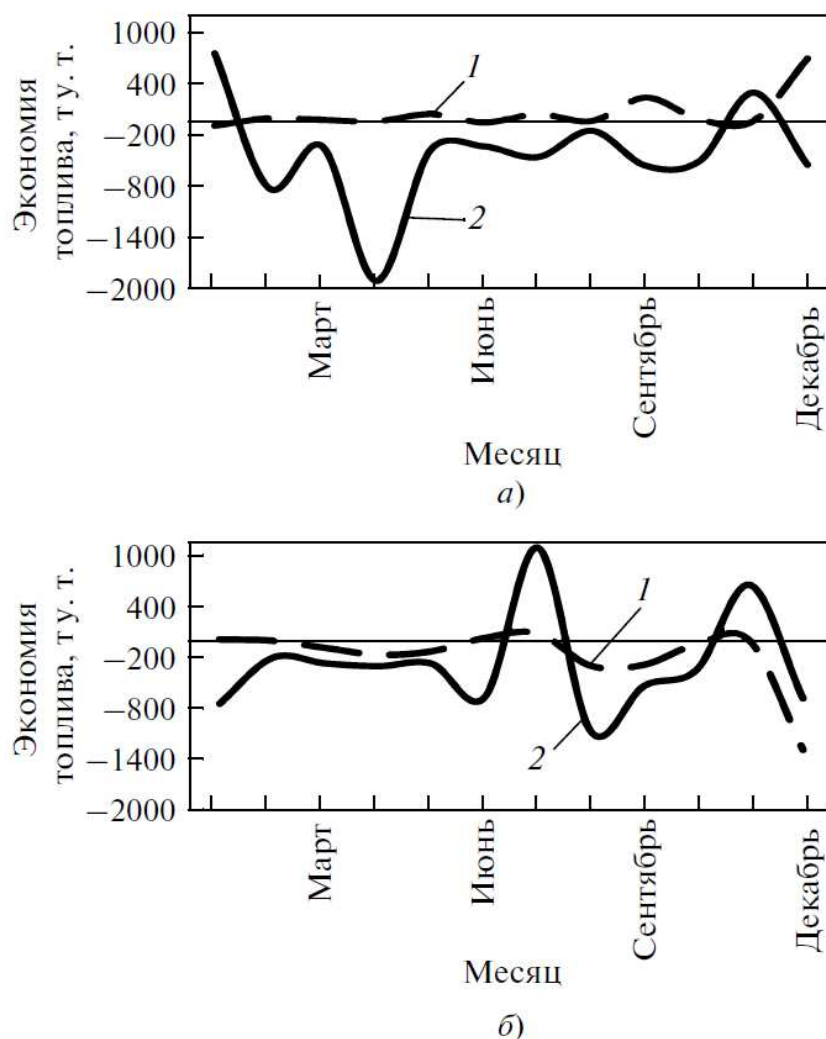


Рисунок 1.5. Оценка резерва тепловой экономичности энергоблоков ст. № 1 и 6 до и после согласования энергобалансов (по данным [49]): а) – по энергоблоку ст. № 1; б) – по энергоблоку ст. № 6; 1 – при расчете по данным системы технического учета (без согласования энергобалансов); 2 – после согласования энергобалансов

Результаты аналогичных расчетов, проведенных Сафроновым А.В. [54], отражены на рисунках 1.6 и 1.7, где приведена экономия топлива на конденсационных и теплофикационных энергоблоках ТЭС различных типов. Полученные им данные показывают фактически неиспользованный в реальном процессе, но учтенный приборами ТЭС расход топлива. Видно, что ошибка в определении расхода топлива может достигать (10–15) %.

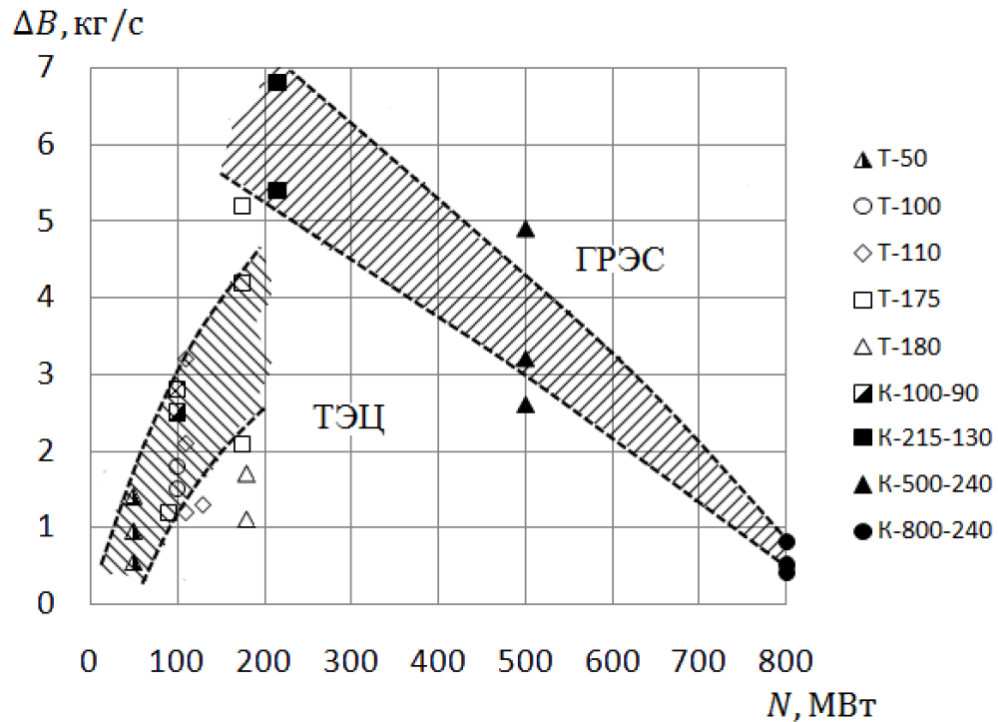


Рисунок 1.6. Экономия топлива ΔB , кг/с, по энергоблокам ТЭС разных типов в зависимости от их мощности N , МВт (по данным [54])

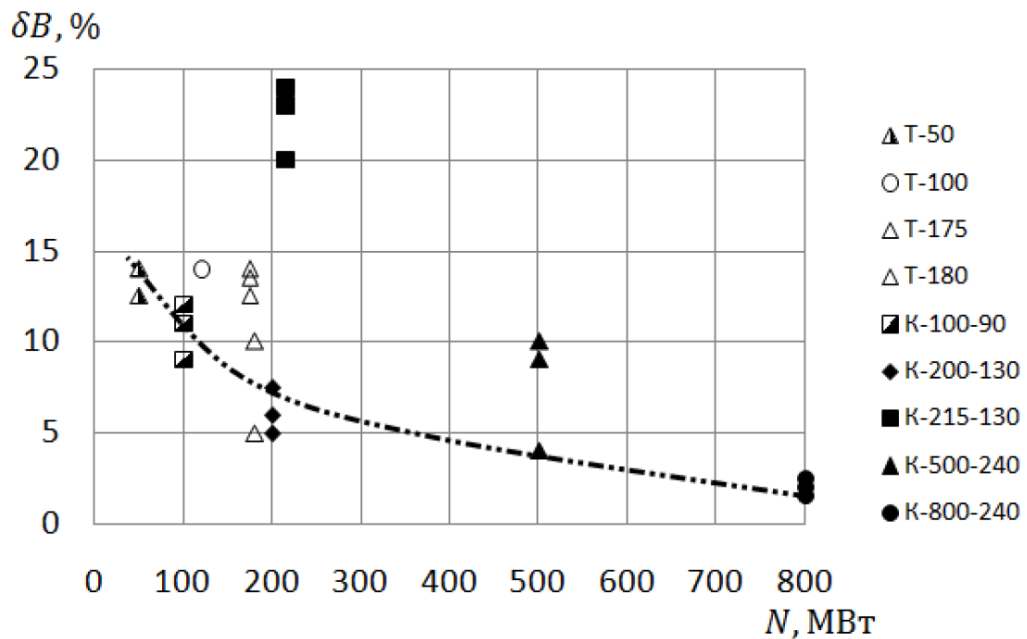


Рисунок 1.7. Относительная экономия топлива δB , %, по энергоблокам ТЭС разных типов в зависимости от их мощности N , МВт (по данным [54])

Здесь необходимо сделать важное замечание. В работах [48, 54] под экономией топлива понимается не разница между фактическим и номинальным расходами топлива по ТЭС, как того требуют руководящие документы [20, 21], то есть не резерв тепловой экономичности, а именно разница между

расходом топлива по результатам измерения и расходом топлива, полученным расчетным путем после согласования энергобалансов. Таким образом, приведенные на рисунках 1.5–1.7 данные дают количественную характеристику ошибки в определении реального расхода сожженного на ТЭС топлива, выявленную в ходе согласования энергобалансов. Каким образом на практике решается обозначенная проблема с поставщиками топлива, ведущими расчеты с ТЭС по данным коммерческого учета (при сжигании газообразного и жидкого топлива), авторы [48, 54] не уточняют. Ясно, что при работе ТЭС на твердом топливе предложенный метод и полученные при его реализации результаты исключительно важны, поскольку позволяют существенно повысить точность количественного учета сожженного топлива за период. Тем не менее, проблема влияния методики сведения балансов при обработке данных технического учета на резерв тепловой экономичности ТЭС (разницу между фактическим и номинальным расходами сожженного топлива) и составляющие этого резерва, остается до сих пор не исследованной.

Далее рассмотрим подробнее результаты исследований в рассматриваемой области, проведенных коллективом авторов МЭИ [59–61]. В публикациях авторами подробно рассматривается проблема получения достоверной информации для расчёта технико-экономических показателей ТЭС. При этом неоднократно подчёркивается важность сведения материальных и энергетических балансов.

Для анализируемой технологической структуры каждое j -е уравнение системы балансовых соотношений может быть записано в виде [61]:

$$F_j(X) = F_j(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) = 0, j \in \overline{1, m}; i \in \overline{1, n}, \quad (1.15)$$

где $X = (x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n)$ – вектор размерности n истинных значений технологических параметров; m – число балансовых уравнений.

Несходимость балансовых уравнений по результатам измерений соответствующих технологических параметров обуславливает появление невязок уравнений ΔF_j :

$$F_j(X^u) = F_j(x_1^u, x_2^u, \dots, x_i^u, \dots, x_n^u) = \Delta F_j, j \in \overline{1, m}; i \in \overline{1, n}, \quad (1.16)$$

где x_i^u – значение i -го параметра, полученное по результатам измерений и обработки при подготовке информации для расчёта технико-экономических показателей.

Небалансы ΔF_j могут быть усреднены целевым сдвигом (коррекцией) значений измеряемых величин внутри диапазонов их неопределённости, обусловленных погрешностью измерения, например в виде предела основной допустимой погрешности δ_{x_i} [61], то есть путем добавления к x_i^u некоторых поправок Δx_i .

Решать задачу определения Δx_i авторы предлагают способом, аналогичным предложенному авторами НГТУ, который рассмотрен ранее [46], то есть путем разложения в ряд Тэйлора по степеням приращений Δx_i [60]:

$$F_j(X) = F_j(X^u) + \sum_{i=1}^n \frac{\delta F_j(X^u)}{\delta x_i^u} \Delta x_i + \dots = 0, \quad (1.17)$$

Поскольку, как считают авторы [60], в рабочих условиях приращения Δx_i по сравнению с абсолютным значением измеренных величин малы, можно не принимать во внимание нелинейные члены ряда, содержащие в качестве сомножителей величины высших порядков $(\Delta x_i)^k$, где $k = 2, 3$.

С учетом этого значения Δx_i могут быть определены при решении задачи оптимального распределения по критерию

$$\sum_{i=1}^n p_i \left(\frac{\Delta x_i}{x_i^u} \right)^2 \rightarrow \min \quad (1.18)$$

при системе ограничений (1.17) [60], где p_i – весовые коэффициенты, с помощью которых можно учесть различие метрологических характеристик средств измерения параметров.

Для решения задачи (1.18) предлагается использовать метод неопределённых множителей Лагранжа.

Авторы [60] отмечают, что нелинейность балансовых уравнений не гарантирует сведения к нулю невязок ΔF_j на первом шаге, что обуславливает необходимость реализации итерационного многошагового алгоритма с по-

следовательным уточнением частных производных $a_{j,i}$ на каждом шаге. Итерации продолжаются до достижения некоторой заданной точности балансовых уравнений.

Таким образом, предлагаемый авторами [59–61] метод в целом аналогичен рассмотренному ранее методу авторов [46].

Проведенный анализ представленных подходов показал, что на практике в большинстве случаев для сведения материальных и энергетических балансов недостаточно исходных данных или же есть сомнения в их достоверности, а задачу сведения балансов можно отнести к классу оптимизационных по балансовым невязкам задачам, причём выбор целевой функции существенно различает подходы к постановкам и методам решения данных задач.

1.4. Критерии совершенствования энергетических систем сложной структуры и существующие методы их определения

Решение оптимизационных задач по совершенствованию технологических систем и реализация подходов для сведения балансов по потокам энергии и массы подразумевает выбор функции цели или критериев оптимальности системы. Целевые функции различаются при постановке задач разными авторами для различных систем. Анализ опубликованных данных [1–17, 46–88] позволил выделить наиболее приемлемые для энергетических систем и сведения указанных балансов показатели эффективности:

- при сведении материальных и энергетических балансов в качестве целевой функции может рассматриваться некоторый компромисс между балансами потоков энергии и вещества по узлам и показаниями измерительных приборов, которые учитываются при построении целевой функции в виде слагаемых или сомножителей; в этом отношении задача сведения балансов по постановке задачи и используемому математическому аппарату аналогична задачам регуляризации, рассматриваемым в работах [80–83] академика А.Н. Тихонова; при этом готового решения задачи применительно к

рассматриваемой технологической проблеме в литературе не предложено [80–83, 120–127];

- в ряде случаев для сравнения альтернатив необходимо учитывать их стоимостные составляющие [84, 85]; очевидно, что с учетом современных нормативных документов данный критерий может быть дополнен необходимыми уточнениями и ограничениями;

- предпочтение одной альтернативе перед другой можно отдавать только если первая по всем критериям лучше второй; если же предпочтение хотя бы по одному критерию расходится с предпочтением по другому, то такие альтернативы признаются несравнимыми; в результате попарного сравнения альтернатив все худшие по всем критериям отбрасываются, а оставшиеся (несравнимые) принимаются и образуют множество Парето [86, 87]; во многих случаях удобно задавать не одну скалярную функцию, а совокупность показателей качества; при этом традиционное понятие оптимальности заменяется на понятие «оптимальности по Парето», а сама задача называется многокритериальной;

- технические или технологические критерии эффективности, оперирующие только техническими параметрами без учета стоимостных оценок, к которым можно отнести различные относительные показатели эффективности: коэффициент полезного действия агрегата или установки, удельные расходы топлива по отпуску тепловой и электрической энергии и т.п. [1–4, 7, 8, 10–15, 17, 46–49, 71, 76–79, 85]; максимальное значение коэффициента полезного действия, например, в циклах энергетических установок соответствует минимальному расходу топлива на единицу произведенной полезной энергии; эффективность теплообменного аппарата может быть охарактеризована как отношение действительно переданного в аппарате количества теплоты к максимально возможному [88];

- для анализа тепловой эффективности теплообменных аппаратов и теплоэнергетических установок может использоваться понятие эксергетиче-

ского коэффициента полезного действия; под эксергией понимается свойство термодинамической системы, определяемое количеством работы, которое может быть получено внешним приемником при обратимом взаимодействии системы с окружающей средой до установления полного равновесия [49, 54, 84,89–92].

Выбор целевых функций или критериев оптимизации сводит решение задачи сведения балансов к решению одномерных и многомерных оптимизационных однокритериальных или многокритериальных оптимизационных задач. Наиболее часто при решении таких задач используются следующие методы:

- методы случайного поиска или методы статистического программирования [95];
- методы направленного поиска [94, 95];
- метод неопределенных множителей Лагранжа [93, 95, 96];
- для решения многокритериальных оптимизационных задач используется метод Парето или мультипликативные или аддитивные методы сведения многокритериальных оптимизационных задач к однокритериальным [86–88].

1.5. Выводы по результатам анализа опубликованных данных

1. На действующих ТЭС России функционируют системы технического учета и отчетности, разрабатываемые в соответствии требования руководящих документов энергетической отрасли; в числе прочего, в рамках указанных систем решаются задачи оценки достоверности результатов измерения параметров теплоносителей в энергетической системе сложной структуры (тепловой схеме ТЭС или отдельной установки, агрегата ТЭС) на основе контроля сходимости балансов по аддитивным параметрам (массе, энергии), а также собственно сведения материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в соответствующей системе;

2. Руководящие документы энергетической отрасли России, регламентирующие порядок расчета фактических и номинальных показателей тепловой экономичности оборудования в условиях эксплуатации, содержат требования о необходимости сведения материальных и энергетических балансов по ТЭС в целом и отдельным технологическим системам, а также предлагают упрощенный метод сведения балансов; анализ руководящих документов выявил следующие недостатки:

- предписан контроль сходимости материального баланса только по одну из участков тепловой схема ТЭС – от расходомеров питательной воды котлов до расходомеров свежего пара турбоагрегатов; прочие технологические системы (коллекторы пара собственных нужд, теплофикационные установки, системы добавочной воды ТЭС, подпитки теплосети и др.) остаются без должного внимания при сведении балансов;

- установлена предельная величина невязки материального баланса по данным системы технического учета (2–3) %, которая не учитывает метрологических характеристик фактически установленных средств измерения;

- нормативная методика сведения материального баланса предусматривает равномерное распределение невязки между приходной и расходной частями баланса, что не учитывает степень достоверности определения каждого отдельного параметра первичной информации и не позволяет определить, на каком участке тепловой схемы допущена неточность или ошибка учета;

- отсутствуют требования по контролю сходимости энергетических балансов в технологических системах ТЭС при оценке достоверности данных системы мониторинга; энергетические балансы сводятся непосредственно при определении фактических показателей работы оборудования; при этом значения расходов теплоносителей принимаются по результатам сведения материальных балансов, значения давления и температуры потоков – по данным фактических измерений, а сходимость энергетических балансов обеспечивается корректировкой собственно значений энергетической мощности потоков теплоносителя; при этом тепловые (энергетические) нагрузки оборудо-

вания оказываются неувязанными с расходами теплоносителя и их теплофизическими характеристиками.

3. Руководящие документы энергетической отрасли России, регламентирующие проведение тепловых испытаний паровых турбин, требуют обеспечения в условиях проведения испытаний сходимости материального баланса в целом по турбоустановке с невязкой не более (1–2) % (большее значение относится к минимальным нагрузкам турбоагрегата), что не позволяет обеспечить требования руководящих документов в части необходимой точности исходных данных, которые могут быть использованы для разработки нормативных энергетических характеристик оборудования. Это обуславливает необходимость разработки научно обоснованных методик сведения материальных балансов в тепловых схемах паротурбинных установок при проведении их тепловых испытаний. Кроме того, руководящие документы по тепловым испытаниям паровых турбин также предписывают сведение материального баланса по турбоустановке по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в условиях опытов путем равномерного разнесения невязки баланса между приходной и расходной частями балансового уравнения, то есть без учета метрологических характеристик каждого конкретного средства измерения, используемого при испытаниях.

4. Опубликован ряд альтернативных методов повышения достоверности и надежности информационного обеспечения АСУ ТП ТЭС и подходов к решению задачи повышения объективности расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования по результатам измерения параметров потоков теплоносителей. Эти методы предусматривают проведение корректировки измеренных значений параметров по условиям согласования материальных, энергетических, эксергетических балансов в системе, привлечение каких-либо замещающих моделей (термодинамических соотношений, методов математической статистики и теории вероятностей, нейросетевого моделирования). Однако к настоящему времени не предложены формализованные подходы к решению рассматриваемой задачи, которые могли бы быть использо-

ваны для схемы с произвольной конфигурацией потоков производственным персоналом ТЭС. Кроме того, отсутствуют исчерпывающие данные о влиянии используемых методов сведения балансов в технологических системах по данным технического учета на фактические и номинальные значения показателей тепловой экономичности ТЭС различного типа (паротурбинных, парогазовых), отсутствуют данные о влиянии метода сведения балансов при обработке результатов гарантийных испытаний турбоустановок на степень достоверности результатов испытаний.

5. При сведении материальных и энергетических балансов в качестве целевой функции может рассматриваться некоторый компромисс между балансами потоков энергии и вещества по узлам и показаниями измерительных приборов, которые учитываются при построении целевой функции в виде слагаемых или сомножителей. Такой подход аналогичен задачам регуляризации, рассмотренным в работах академика Тихонова А.Н. При этом готового решения задачи применительно к рассматриваемой технологической проблеме в литературе не предложено.

1.6. Постановка задач исследования

Проведенный анализ литературных источников позволил сформулировать цель и конкретизировать задачи работы.

Целью работы является повышение достоверности результатов тепловых испытаний и расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС путем разработки и реализации метода совместного сведения материальных и энергетических балансов в энергетических системах по результатам измерения параметров потоков теплоносителей.

Для достижения поставленной цели должны быть решены следующие задачи:

- 1) разработка методики оценки соответствия рассчитываемых по результатам измерения расходов теплоносителей невязок материального баланса по

узлам энергетической системы нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения;

2) разработка методики сведения материальных и совместно материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в энергетических системах;

3) реализация разработанной методики сведения балансов в виде программного модуля, ориентированного на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета ТЭП оборудования ТЭС;

4) проведение гарантийных тепловых испытаний паротурбинной установки ТЭС и обработка полученных данных с использованием разработанного метода сведения балансов для выявления степени влияния метода первичной обработки результатов измерения параметров на основные показатели тепловой экономичности турбоагрегата;

5) оценка изменения фактических и номинальных значений ТЭП оборудования и значений резерва тепловой экономичности при внедрении разработанного программного модуля для сведения балансов в программно-технический комплекс действующей ТЭС.

.

ГЛАВА 2. ПОСТАНОВКА И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ СВЕДЕНИЯ БАЛАНСОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ СЛОЖНОЙ СТРУКТУРЫ

Анализ опубликованных материалов показал, что актуальной с точки зрения повышения объективности расчета ТЭП оборудования ТЭС задачей является разработка расчетных алгоритмов, обеспечивающих возможность учета при сведении балансов различной степени достоверности параметров исходной информации, а также метрологических и технологических ограничений по всем или некоторым выбранным узлам тепловой схемы. Разработка таких алгоритмов является одной из задач работы, которая может быть сформулирована следующим образом. При наличии некоторой совокупности результатов измерений параметров, а также комплекса очевидных балансовых соотношений, которым должны удовлетворять эти данные, требуется ответить на вопрос, обусловлены ли расчетные невязки балансов по контролируемым узлам схемы номинальными характеристиками погрешности системы мониторинга, либо увеличенные невязки по всем или некоторым узлам являются следствием неисправности приборов или выхода их показаний за границы номинальных метрологических характеристик. В последнем случае важно локализовать источник ошибки.

Для решения задач сведения материальных и тепловых балансов на ТЭС в работе используется методология регуляризации Тихонова [80], которая в данном случае сводится к поиску разумного компромисса между минимальным значением невязки балансов по всем узлам и минимальным рассогласованием искомого решения с исходной информацией. В соответствии с терминологией регуляризации Тихонова будем называть эту исходную информацию, включающую показания приборов учета и экспертные оценки для параметров, не обеспеченных измерениями, априорной.

2.1. Задача скалярной регуляризации материальных потоков

Концепция регуляризации Тихонова [80] позволяет исходную некорректную задачу

$$\mathbf{A}\mathbf{Y} + \sigma = \mathbf{B} \quad (2.1)$$

свести к задаче минимизации следующей функции

$$F_c(\mathbf{Y}, \lambda) = |\mathbf{A}\mathbf{Y} - \mathbf{B}|^2 + \lambda |\mathbf{Y} - \mathbf{Y}_0|^2 \Rightarrow \min. \quad (2.2)$$

Здесь $\mathbf{Y}, \mathbf{Y}_0$ – искомое регуляризованное решение и его априорная оценка; $\mathbf{A}, \mathbf{B}$ – известные операторы модели системы; σ – числовой параметр, характеризующий погрешность правой части уравнения; λ – малый положительный параметр регуляризации, который необходимо подобрать определенным способом. При минимизации функции $F_c(\mathbf{Y})$, получается регуляризованное решение $\mathbf{Y}(\lambda)$, зависящее от параметра λ .

Для использования метода регуляризации при анализе достоверности результатов измерения расходов теплоносителей необходимо построить математическую модель исследуемого объекта, то есть определить вид операторов $\mathbf{A}, \mathbf{B}$.

Разработку алгоритма построения модели материальных потоков проиллюстрируем на примере участка тепловой схемы энергоблока с барабанным паровым котлом, представленной на рисунке 2.1. Питательная вода от питательного насоса (ПН) подается в группу подогревателей высокого давления (ПВД), для которой предусмотрена возможность подачи части потока теплоносителя помимо подогревателей через байпас (Б ПВД). После ПВД основной поток теплоносителя подается сначала в котел (К), а оттуда в турбоагрегат (ТА). Кроме основных на схеме указаны дополнительные потоки теплоносителей: пар на редукционно-охладительную установку (РОУ) и в коллектор собственных нужд (КСН), вода на непрерывную и периодическую продувки (НПр и ППр), потери теплоносителя через пробоотборные точки котла (ПО), а также с дренажами и утечками (Др+У) главного паропровода. Схема точек замеров расхода теплоносителей приведена на рисунке 2.1.

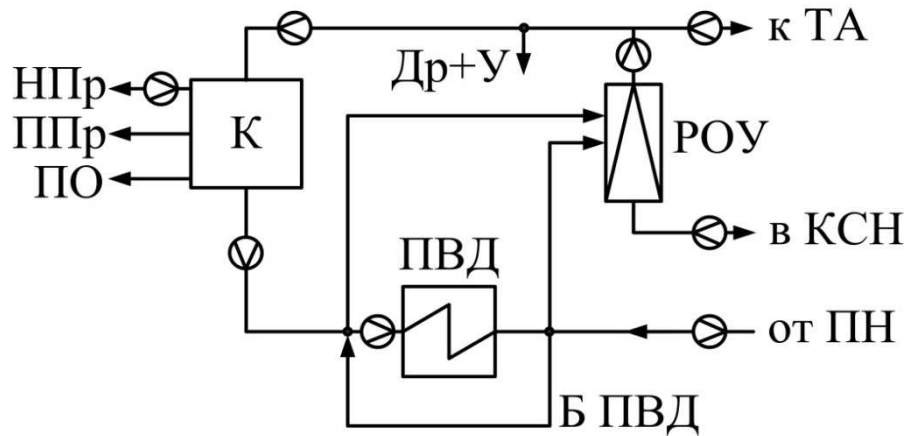


Рисунок 2.1. **Фрагмент структурной схемы энергетической системы:** ПН – питательные насосы; ПВД – группа подогревателей высокого давления; Б ПВД – байпас группы ПВД по питательной воде («холодный стояк»); К – котел; НПр и ППр – соответственно непрерывная и периодическая продувка котла; ПО – пробоотборные точки; Др+У – дренажи и утечки; РОУ – редукционно-охладительные установки свежего пара (включая растопочные и быстродействующие); ТА – турбоагрегат; КСН – паровой коллектор собственных нужд

Для моделирования материальных потоков в схеме произвольной структуры предлагается использовать подходы и методы теории графов [99]. Для описания структуры системы вводится направленный граф $G=(X,V)$. В качестве узлов графа (X_i) будем рассматривать узлы смешения и распределения потоков, а трубопроводы между узлами представим соответствующими ветвями графа (V_j). Без снижения общности подхода некоторые параллельные трубопроводы могут быть представлены в графе одной ветвью. Структура графа $G=(X,V)$ для рассматриваемого примера представлена на рисунке 2.2. Для обеспечения возможности проверки и сведения баланса для всей системы внешние потоки схемы условно заведены в первый узел. Внешние связи в узлах 1, 2 и 4, показанные на рисунке пунктирными линиями, потребуются нам позже при совместном рассмотрении материальных и энергетических балансов в системе.

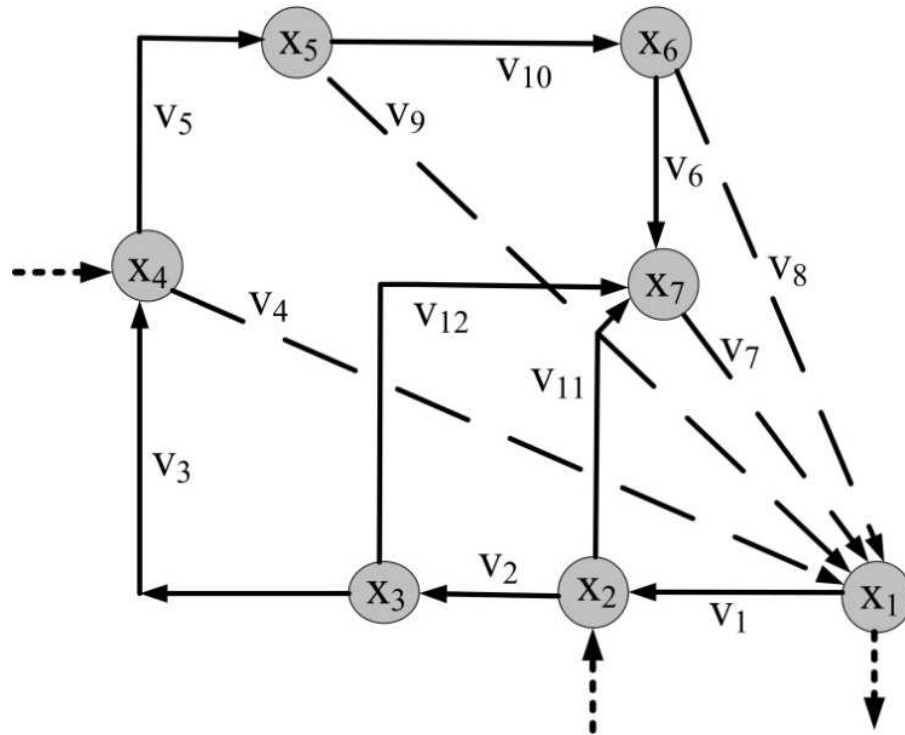


Рисунок 2.2. Структура графа $G=(X,V)$, соответствующего технологической схеме по рисунку 2.1: X_1 – объединение внешних потоков системы; X_2 и X_3 – питательная вода соответственно до и после ПВД; X_4 – котел; X_5 – условная точка локализации дренажей и утечек из главных паропроводов; X_6 – отбора пара на РОУ; X_7 – РОУ; V_1 – расход питательной воды от ПН; V_2 – суммарный расход питательной воды через ПВД и Б ПВД; V_3 – расход питательной воды в котел; V_4 – суммарный расход среды с НПр, ППр и ПО; V_5 – расход пара от котла; V_6 и V_7 – расходы пара соответственно по горячей и холодной сторонам РОУ; V_8 – расход пара на турбину; V_9 – расход с дренажами и утечками из главных паропроводов; V_{10} – расход пара от котла за вычетом дренажей и утечек из главных паропроводов; V_{11} и V_{12} – расходы соответственно холодной и горячей питательной воды на впрыск в РОУ

Для модельного описания структуры системы используется матрица инцидентности графа [99], порядок построения которой проиллюстрирован в таблице 2.1. Каждая строка таблицы относится к соответствующему узлу графа X_i , каждый столбец – к ветви графа V_j . Если начало j -й ветви графа размещается в i -м узле, то соответствующий элемент матрицы инцидентности равен единице ($a_{ij}=1$). Если конец j -й ветви графа размещается в i -м узле, то соответствующий элемент матрицы равен минус единице ($a_{ij}=-1$).

Таблица 2.1

**Построение матрицы инцидентности графа $G=(X,V)$
для технологической схемы по рисунку 2.1**

	v_1	v_2	v_3	v_4	v_5	v_6	v_7	v_8	v_9	v_{10}	v_{11}	v_{12}
x_1	1	0	0	-1	0	0	-1	-1	-1	0	0	0
x_2	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
x_3	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
x_4	0	0	-1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
x_5	0	0	0	0	-1	0	0	0	1	1	0	0
x_6	0	0	0	0	0	1	0	1	0	-1	0	0
x_7	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	-1	-1

Матрица инцидентности $\mathbf{A}$ размером $n \times m$ ($n=7$ – число строк или узлов графа, $m=12$ – число столбцов или ветвей графа), построенная указанным способом, для рассматриваемого примера имеет вид:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{pmatrix}.$$

Следует отметить, что произведение матрицы инцидентности $\mathbf{A}$ на вектор расходов по ветвям графа $\mathbf{V}$ дает в каждом элементе матрицы $\mathbf{AV}$ небаланс массы в соответствующем узле. Это позволяет известную постановку некорректной задач (2.1) с учетом сделанных замечаний и введенных обозначений ($\mathbf{B}=\mathbf{0}$, $\mathbf{Y}=\mathbf{V}$) записать в виде

$$\mathbf{AV} + \sigma = \mathbf{0}, \quad (2.3)$$

где в качестве оператора $\mathbf{A}$ представлена матрица инцидентности.

Формулировка оптимизационной задачи (2.1) при этом принимает вид

$$F_c(\mathbf{V}, \lambda) = \|\mathbf{AV}\|^2 + \lambda \|\mathbf{V} - \mathbf{V}_0\|^2 \Rightarrow \min. \quad (2.4)$$

Следует отметить, что первое слагаемое в целевой функции (2.4) показывает суммарную невязку балансов по всем узлам $\Delta = |\mathbf{AV}|$, а второе слагаемое характеризует модуль вектора отклонения полученного решения от исходного вектора $\Delta \mathbf{V} = |\mathbf{V} - \mathbf{V}_0|$.

Для линейной постановки задачи регуляризации известно [80] ее аналитическое решение, которое для нашей задачи может быть записано в виде

$$\mathbf{V} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \lambda \mathbf{I})^{-1} \lambda \mathbf{V}_0, \quad (2.5)$$

где $\mathbf{I}$ – единичная матрица, верхние индексы «Т» и «-1» показывают транспонирование и обращение матрицы соответственно.

Исследование параметрической чувствительности решения (2.5) проведено для энергетической системы, представленной на рисунке 2.1. Исходные для расчета данные в виде исходного вектора значений расходов по ветвям графа $\mathbf{V}_0$ приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

**Исходная для расчета (априорная) информация
и результаты решения задачи регуляризации**

Номер ветви графа, i	Допустимый диапазон значений параметра, $V_i, 10^{-6}$, т/мес	Исходное значение параметра, $V_{0i}, 10^{-6}$, т/мес*	Аналитиче- ское реше- ние (2.5), $V_i, 10^{-6}$, т/мес	Численное решение, $V_i, 10^{-6}$, т/мес
1	0 ÷ 5,0784	1,0157*	1,0240	1,0443
2	0 ÷ 5,2980	1,0596*	1,0560	1,0440
3	0 ÷ 5,2856	1,0571*	1,0542	1,0438
4	0 ÷ 0,0637	0,0127	0,0110	0,0189
5	0 ÷ 5,1971	1,0394*	1,0381	1,0249
6	0 ÷ 0,1471	0,0294*	0,0296	0,0296
7	0 ÷ 0,1785	0,0357*	0,0335	0,0301
8	0 ÷ 4,9690	0,9938*	0,9917	0,9946
9	0 ÷ 0,0112	0,0022	0,0017	0,0007
10	0 ÷ 5,1162	1,0232	1,0248	1,0242
11	0 ÷ 0,0076	0,0015	- 0,0046	0,0003
12	0 ÷ 0,0124	0,0025	0,0114	0,0002

Примечание: знаком «*» отмечены измеряемые параметры

На рисунке 2.3 показаны результаты предварительных расчетных исследований влияния параметра регуляризации на решение (2.5). Зависимости, приведенные на рисунке, подтверждают, что при нулевом значении параметра λ аналитическое решение дает практически нулевую невязку балансов массы в узлах. При увеличении параметра регуляризации уменьшается невязка между найденным решением и исходным вектором. Определенный интерес представляет точка на кривой 2 с минимальным значением модуля вектора $\Delta \mathbf{V}$, которое достигается в данном случае при $\lambda = 5$.

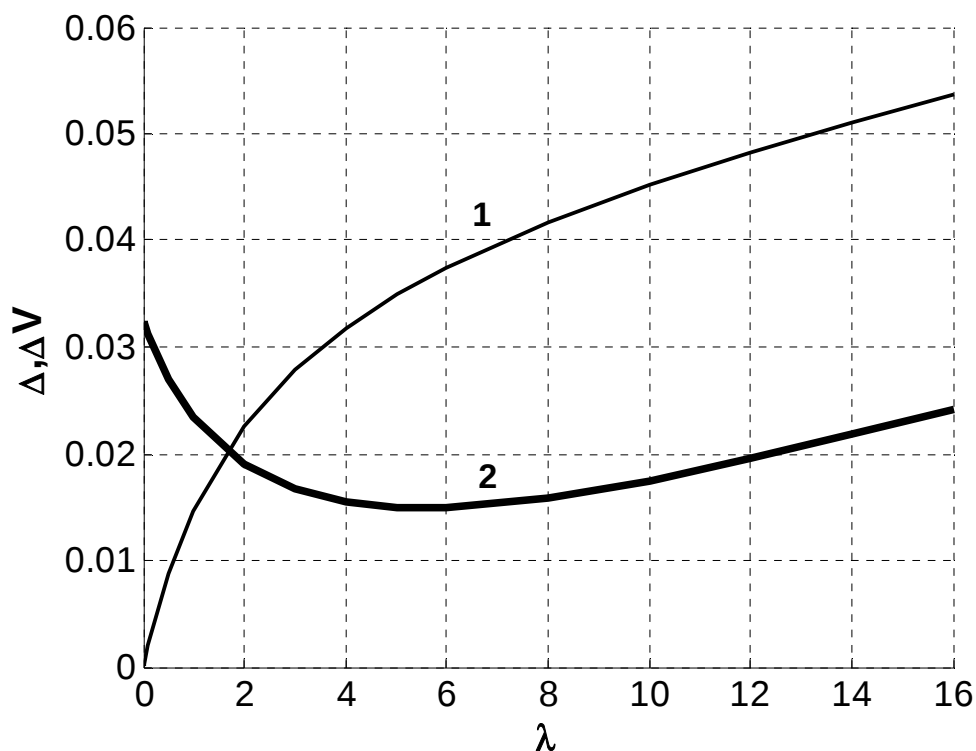


Рисунок 2.3. Зависимость модуля вектора небаланса $\Delta = |\mathbf{A} \mathbf{V}|$ (кривая 1) и модуля вектора отклонения решения от исходного вектора $\Delta \mathbf{V} = |\mathbf{V} - \mathbf{V}_0|$ (кривая 2) от параметра регуляризации

На рисунке 2.4 представлены зависимости расходов четырех выбранных потоков теплоносителей от параметра регуляризации. Эти зависимости показывают, при каких значениях параметра регуляризации расходы по отдельным веткам схемы достигают априорных значений. Аналитическое решение задачи (2.5) для оптимального значения параметра регуляризации ($\lambda=5$) при-

ведено в таблице 2.2. Анализ результатов свидетельствует, что аналитическое решение не учитывает ограничения на допустимые значения параметров, которые также показаны в таблице 2.2. В частности, расход по одиннадцатой ветке принимает отрицательное значение, что противоречит очевидным технологическим ограничениям.

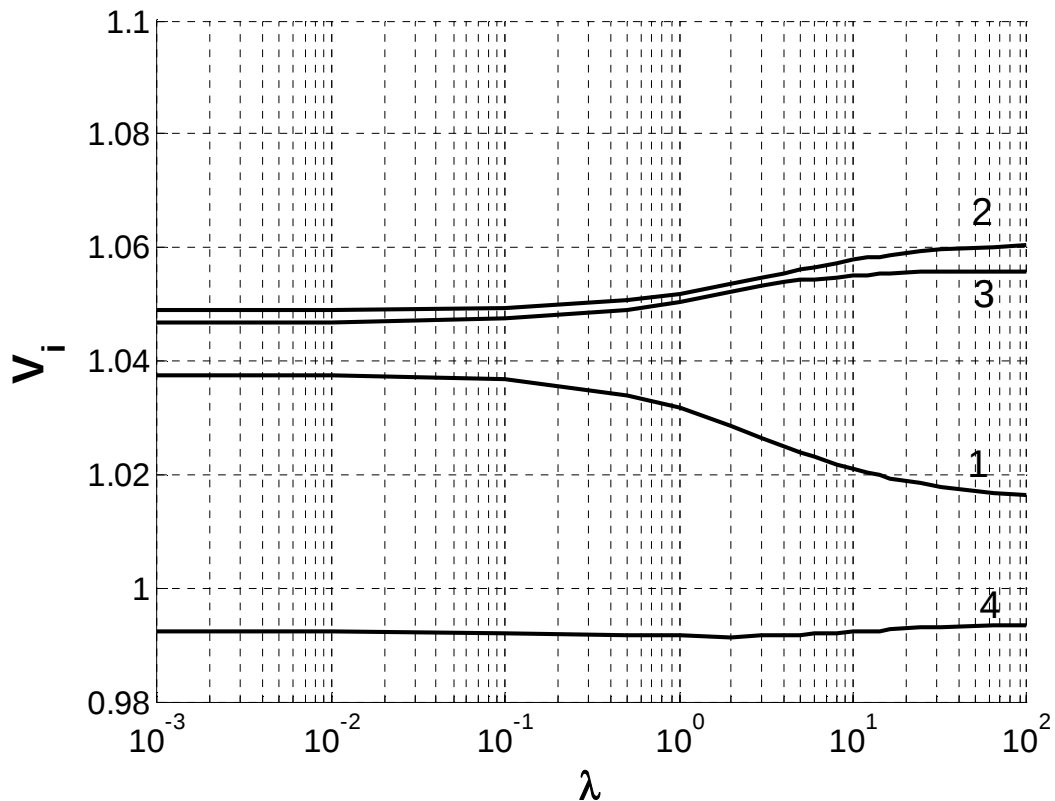


Рисунок 2.4. Зависимость значений расходов ($V_i \cdot 10^{-6}$, т/мес) для отдельных потоков от параметра регуляризации λ : 1 – V_1 ; 2 – V_2 ; 3 – V_3 ; 4 – V_8

Для устранения указанного противоречия дополнительно разработан алгоритм численного решения оптимизационной задачи (2.4) методом статистического программирования [95], который позволяет учесть ограничения на допустимые значения параметров. Указанный алгоритм включает следующие этапы проведения расчетов:

1. Случайным образом генерируется вектор расходов по ветвям графа в допустимом диапазоне значений в окрестностях априорных значений. Ширина допустимого диапазона, в который могут попасть сгенериро-

ванные значения параметров, выбирается с учетом погрешности полученных априорных значений параметров $V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}]$. Таким образом автоматически учитываются ограничения на допустимые значения искомых параметров.

2. Значение целевой функции оптимизации вычисляется согласно (2.4).
3. Найденное значение целевой функции сравнивается с минимальным. Если полученное значение целевой функции меньше минимального, то выполняется обновление минимального значения, при этом запоминаются соответствующие значения параметров оптимизации.
4. Пункты 1, 2, 3 выполняются заданное число (N) раз или до достижения заданного значения целевой функции.

Результаты численного решения задачи для различного числа исследованных вариантов (N) приведены на рисунке 2.5.

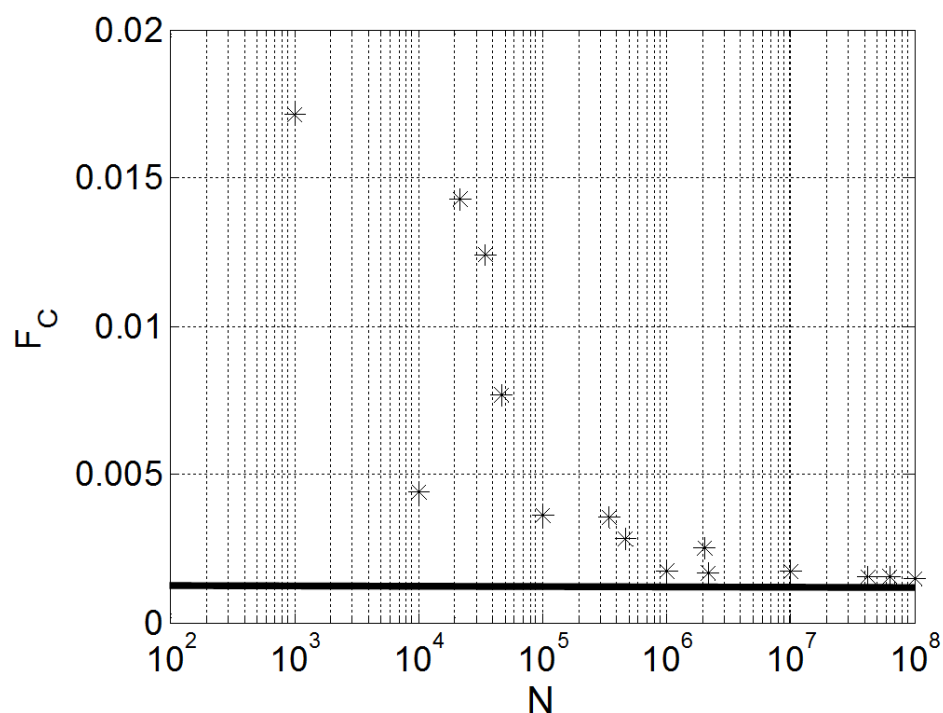


Рисунок 2.5. Сопоставление значений целевой функции, полученных при аналитическом (линия) и численном (точки) решениях задачи регуляризации при разном числе итераций N численного решения

Анализ результатов расчета показывает, что стабилизация значения целевой функции наблюдается при числе сгенерированных вариантов решения в диапазоне от 10^6 до 10^7 . При этом значение целевой функции отличается от аналогичного значения при аналитическом решении не более чем на 10 относительных процентов. Такое расхождение объясняется учетом в численном решении ограничений на допустимые значения параметров, которые не учитывались при получении аналитического решения. Результаты численного решения задачи регуляризации также приведены в таблице 2.2.

Дополнительным преимуществом численного решения является возможность учитывать степень достоверности определения каждого исходного параметра индивидуально.

Сформулированная задача регуляризации массовых балансов и разработанные алгоритмы ее решения позволяют проводить корректировку исходной априорной информации с учетом степени ее достоверности, варьируя при этом одно значение параметра регуляризации для всех значений параметров априорной информации.

2.2. Постановка и решение задачи векторной регуляризации при разной точности задания априорной информации

Для аналитического получения решения задачи с учетом различной степени достоверности определения отдельных параметров априорной информации (различных метрологических характеристик средств измерения или их исправности; точности экспертных оценок) предложены постановка и решение задачи векторной регуляризации. В этом случае число параметров регуляризации совпадает с числом параметров априорной информации, и вместо скаляра λ необходимо использовать диагональную матрицу параметров регуляризации $\boldsymbol{\lambda}$.

С учетом сделанных замечаний формулировка оптимизационной задачи при скалярной постановке (2.2)

$$F_c(\mathbf{V}, \lambda) = |\mathbf{A}\mathbf{V}|^2 + \lambda |\mathbf{V} - \mathbf{V}_0|^2 \Rightarrow \min,$$

при векторной постановке принимает вид:

$$F_c(\mathbf{V}, \lambda) = |\mathbf{A}\mathbf{V}|^2 + |\lambda(\mathbf{V} - \mathbf{V}_0)|^2 \Rightarrow \min. \quad (2.6)$$

Первое слагаемое в целевой функции (2.5) показывает суммарную невязку балансов по всем узлам $\Delta = |\mathbf{A}\mathbf{V}|$, а второе слагаемое характеризует модуль вектора отклонения полученного решения от исходного вектора с учетом разной достоверности для разных значений параметров априорной информации $|\lambda(\mathbf{V} - \mathbf{V}_0)|$.

При решении задачи необходимо учесть также метрологические и технологические ограничения соответственно:

$$V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}], \quad (2.7)$$

$$\Delta G_j \in [0; \Delta G_j^{\max}]. \quad (2.8)$$

Аналитическое решение задачи скалярной (2.2) без учета ограничений (2.7), (2.8) записывается в виде (2.5):

$$\mathbf{V} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \lambda \mathbf{I})^{-1} \lambda \mathbf{V}_0$$

При векторной регуляризации вместо скалярного параметра λ используем вектор (или диагональную матрицу) параметров регуляризации $\mathbf{\Lambda}$, число элементов которого совпадает с числом элементов в искомом векторе потоков $\mathbf{V}$. Для векторной регуляризации без учета ограничений (2.7), (2.8) путем дифференцирования уравнений (2.6) по искомым параметрам и приравнивания производной нулю получено аналитическое решение задачи в виде

$$\mathbf{V} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \mathbf{\Lambda}^2 \mathbf{I})^{-1} \mathbf{\Lambda}^2 \mathbf{V}_0, \quad (2.9)$$

где $\mathbf{I}$ – единичная матрица, верхние индексы «Т» и «-1» показывают транспонирование и обращение матрицы соответственно.

Для проверки правильности полученного решения (2.9) проведены специальные расчетные исследования, результаты которых представлены на рисунке 2.6. Решение, полученное согласно (2.9), показано на рисунке 2.6 сплошной линией. Для проверки полученного аналитического решения в ре-

гуляризованные значения элементов вектора V_i вносились случайным образом возмущения, после чего отслеживались значения целевой функции для возмущенных регуляризованных решений. Все возмущенные регуляризованные решения приводили к увеличению значения целевой функции, что указывает на обоснованность и достоверность оптимального решения (2.9).

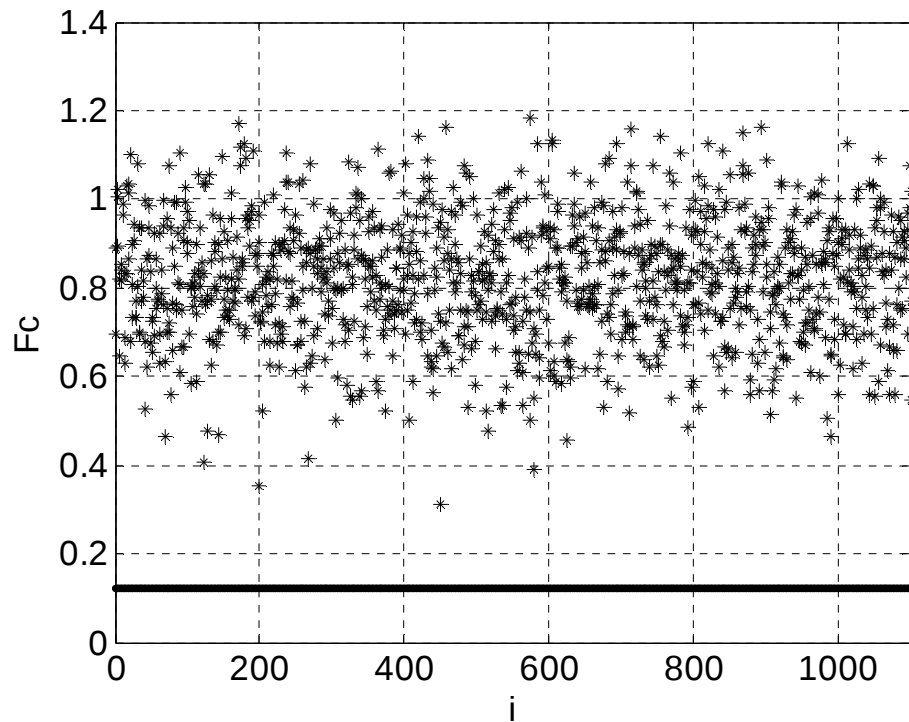


Рисунок 2.6. Результаты численной проверки аналитического решения задачи векторной регуляризации: сплошной линией показано регуляризованное значение целевой функции, полученное аналитическим методом (2.9), точками показаны результаты проверки путем внесения малых возмущений в аналитическое решение (F_c – значение целевой функции; i – номер возмущения)

Ранее отмечалось, что аналитическое решение (2.9) не учитывает метрологических и технологических ограничений (2.7), (2.8).

Для решения задачи (2.6) с учетом этих ограничений рассматриваются два подхода: метод итераций аналитических решений и численный метод в рамках статистического программирования.

Рассмотрим особенности использования этих методов на примере тепловой схемы, представленной на рисунке 2.1. Исходные данные в виде ис-

ходного вектора значений расходов по ветвям графа V_0 приведены в таблице 2.3. Для обеспечения возможности выполнения последующего анализа в таблице 2.3 указаны и результаты предыдущего этапа работы – аналитическое (без учета ограничений на допустимые значения параметров) и численное (с учетом этих ограничений) решение при скалярной регуляризации.

При использовании предлагаемого метода итераций аналитических решений за основу принимается аналитическое решение (2.9), получаемое первоначально при одинаковых значениях параметров регуляризации для всех параметров априорной информации. Затем для каждого значения элементов вектора V находится свое минимальное значение параметра регуляризации, которое удовлетворяет метрологическим ограничениям (2.6), (2.7) ($V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}]$) по данному расходу (рисунок 2.7). Для полученных таким образом индивидуальных значений параметра регуляризации $\lambda_{i,j}$ (где i – номер элемента, j – номер итерации, равный 1 для рассматриваемой первой итерации) проводится дополнительный расчет согласно (2.9) – следующая итерация. При этой и последующих итерациях параметр регуляризации для каждого значения элементов вектора V находится как $\lambda_{i,j} = \lambda_{i,j-1} \lambda$, где λ – одинаковый для всех элементов вектора V скаляр, значение которого изменяется в заданных пределах. Скорректированные в ходе таких итераций значения параметров V_i проверяются по условию выполнения метрологических (рисунок 2.8) и технологических (рисунок 2.9) ограничений. При наличии совокупности точек на графиках, удовлетворяющих всем заданным ограничениям (2.7), (2.8) – метрологическим и технологическим, – выбираются минимальные значения параметров регуляризации и соответствующее им регуляризованное решение V . Оптимальные значения параметров регуляризации и расходов по ветвям технологической схемы приведены в таблице 2.3. В данном случае в качестве технологического ограничения задан допустимый небаланс массы в первом узле – не более 2 % от небаланса, рассчитанного по исходным параметрам априорной информации.

Таблица 2.3

**Исходная для расчета (априорная) информация и результаты решения задачи регуляризации
в скалярной и векторной её постановке**

Номер ветви графа, i	Исходное значение параметра, $V_{0i}, 10^{-6},$ т/мес*	Погреш- ность опреде- ления исход- ных зна- чений, %	Допустимый диапазон значений параметра, $V_i, 10^{-6},$ т/мес	Аналитиче- ское реше- ние при скалярной постановке задачи, $V_i,$ $10^{-6},$ т/мес	Численное решение при скалярной постановке задачи, $V_i, 10^{-6},$ т/мес	Решение методом итераций ана- литических решений при век- торной постановке задачи		Численное ре- шение при век- торной поста- новке задачи, $V_i, 10^{-6},$ т/мес
						$V_i, 10^{-6},$ т/мес	$\lambda_i,$ ед.	
1	1,0157*	2,3	$0 \div 5,0784$	1,0240	1,0443	1,0221	8,62	1,0267
2	1,0596*	1.1	$0 \div 5,2980$	1,0560	1,0440	1,0559	8,62	1,0544
3	1,0571*	0.9	$0 \div 5,2856$	1,0542	1,0438	1,0562	8,62	1,0534
4	0,0127	5,2	$0 \div 0,0637$	0,0110	0,0189	0,0127	237,05	0,0127
5	1,0394*	1.2	$0 \div 5,1971$	1,0381	1,0249	1,0385	8,62	1,0338
6	0,0294*	1,8	$0 \div 0,1471$	0,0296	0,0296	0,0295	82,15	0,0296
7	0,0357*	2,2	$0 \div 0,1785$	0,0335	0,0301	0,0356	312,04	0,0359
8	0,9938*	1,1	$0 \div 4,9690$	0,9917	0,9946	0,9918	8,62	0,9900
9	0,0022	8,5	$0 \div 0,0112$	0,0017	0,0007	0,0019	32,76	0,0023
10	1,0232	2,1	$0 \div 5,1162$	1,0248	1,0242	1,0243	8,62	1,0235
11	0,0015	1,2	$0 \div 0,0076$	- 0,0046	0,0003	0,0015	1724,00	0,0015
12	0,0025	1,5	$0 \div 0,0124$	0,0114	0,0002	0,0025	43,10	0,0025

Примечание: знаком «*» отмечены измеряемые параметры

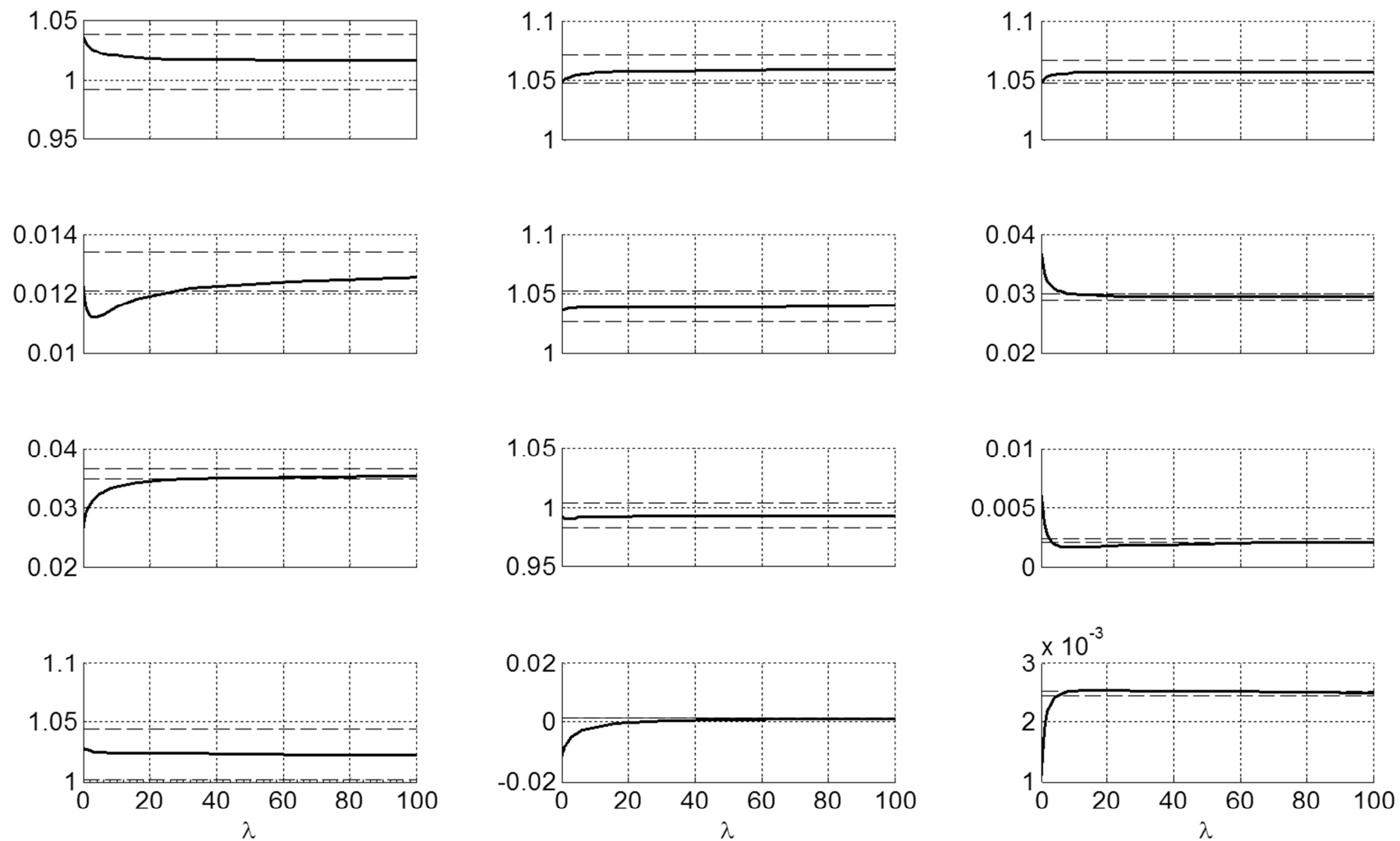


Рисунок 2.7. Зависимость значений расходов ($V_i \cdot 10^{-6}$, т/мес) для потоков по ветвям графа от параметра регуляризации λ (первая итерация, полученная в ходе решения задачи методом итераций аналитических решений): сплошные линии – результаты расчета; пунктирные линии – границы доверительных интервалов погрешности измерения параметров априорной информации

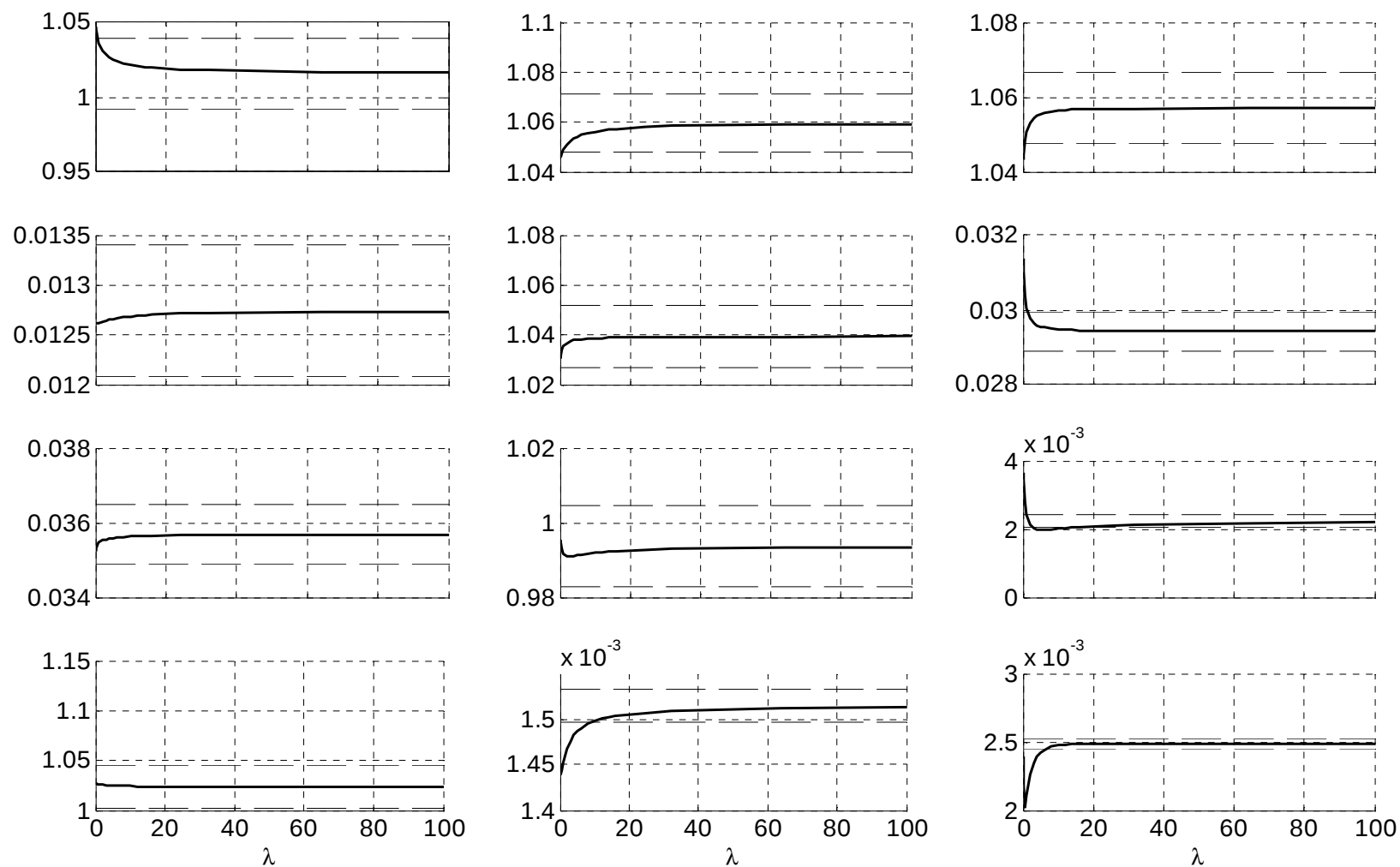


Рисунок 2.8. Зависимость значений расходов ($V_i \cdot 10^{-6}$, т/мес) для потоков по ветвям графа от параметра регуляризации λ (заключительная итерация, полученная в ходе решения задачи методом итераций аналитических решений): обозначения соответствуют рисунку 2.7

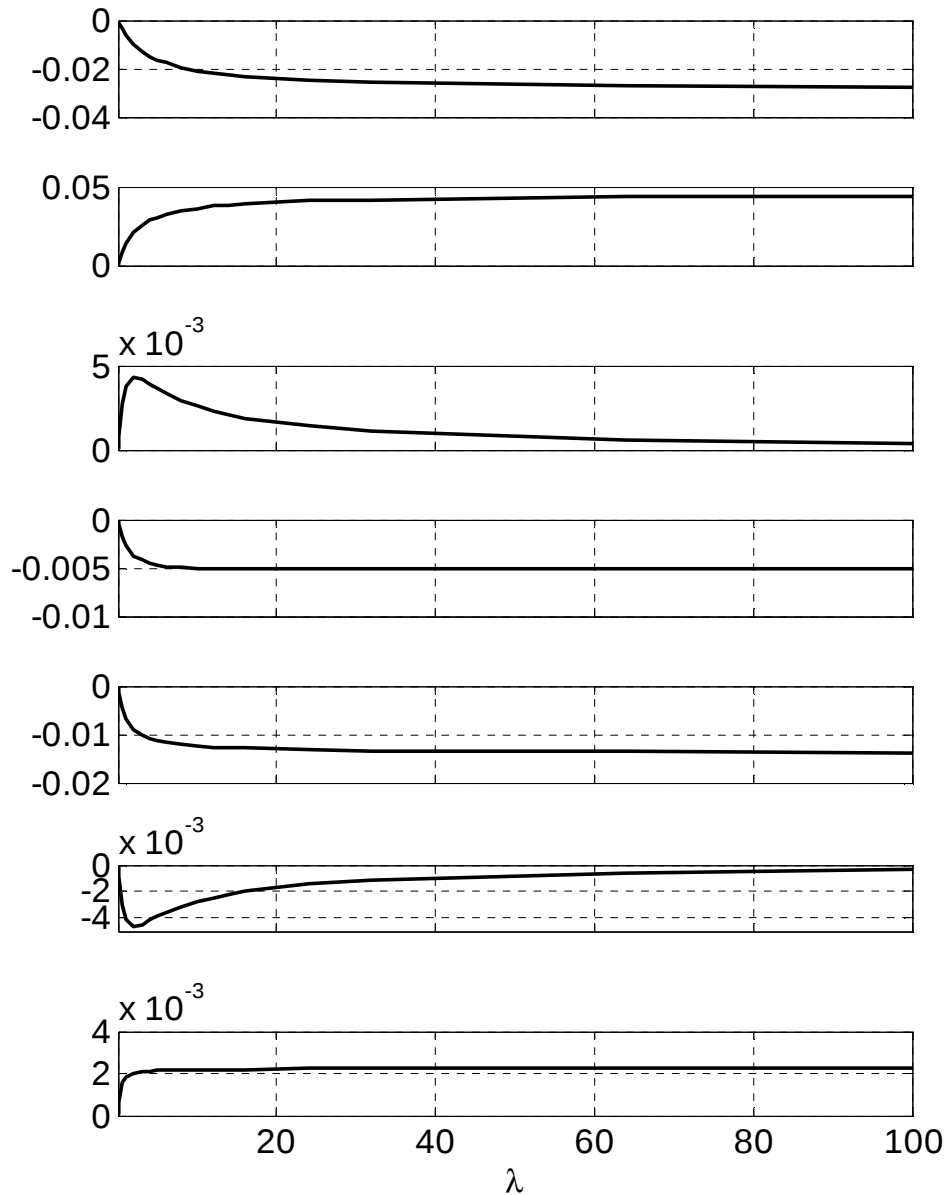


Рисунок 2.9. Зависимость небалансов AV (10^{-6} , т/мес) по семи узлам после векторной регуляризации от параметра регуляризации: номер графика по порядку, начиная с верхнего, соответствует номеру узла графа на рисунке 2.2

Очевидно, что если не удалось найти решение, удовлетворяющее метрологическим и технологическим ограничениям (2.7), (2.8), следует признать наличие неисправности приборов или выхода их за границы номинальных метрологических характеристик. Возникающая в этом случае задача локализации источника ошибки решается поиском узлов с максимальными небалансами массы и соответствующих им ветвей.

Обратимся теперь к численному решению задачи в векторной постановке. Численное решение многомерной оптимизационной задачи (2.9) с огра-

ничениями (2.7), (2.8) выполняется методом статистического программирования [95], который, как и при решении задачи скалярной регуляризации, достаточно просто позволяет учесть сложный характер ограничений.

Алгоритм численного решения определяется многократной генерацией случайным образом вектора расходов $\mathbf{V}$ вокруг априорных значений его элементов в заданном метрологических ограничениями ($V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}]$) диапазоне. Такая генерация решений автоматически приводит к выполнению метрологических ограничений. Затем сгенерированное решение проверяется на выполнение технологических ограничений ($\Delta G_j \in [0; \Delta G_j^{\max}]$) в заданных узлах. При выполнении всех ограничений полученные варианты решения сравниваются по значению целевой функции, и из этих вариантов выбирается оптимальный, которому соответствует минимальное значение целевой функции (2.6).

На рисунке 2.10 показаны результаты решения оптимизационной задачи согласно рассмотренному алгоритму. Точками показаны значения целевой функции для сгенерированных вариантов решения, удовлетворяющих заданным ограничениям. Ордината линии соответствует значению целевой функции для решения методом итераций аналитических решений. Результаты численного решения задачи регуляризации в векторной постановке приведены в таблице 2.3.

Анализ рассмотренных вариантов решения проведен для энергетической системы, представленной на рисунке 2.1. Исходные для расчета данные в виде вектора значений расходов по ветвям графа $\mathbf{V}_0$, а также решения задачи в различных её постановках приведены в таблице 2.3. Отметим, что расчетный пример базируется на данных технического учета по Омской ТЭЦ-4 за месяц, чтобы обеспечить возможность последующего расчета перерасхода или экономии топлива по ТЭЦ.

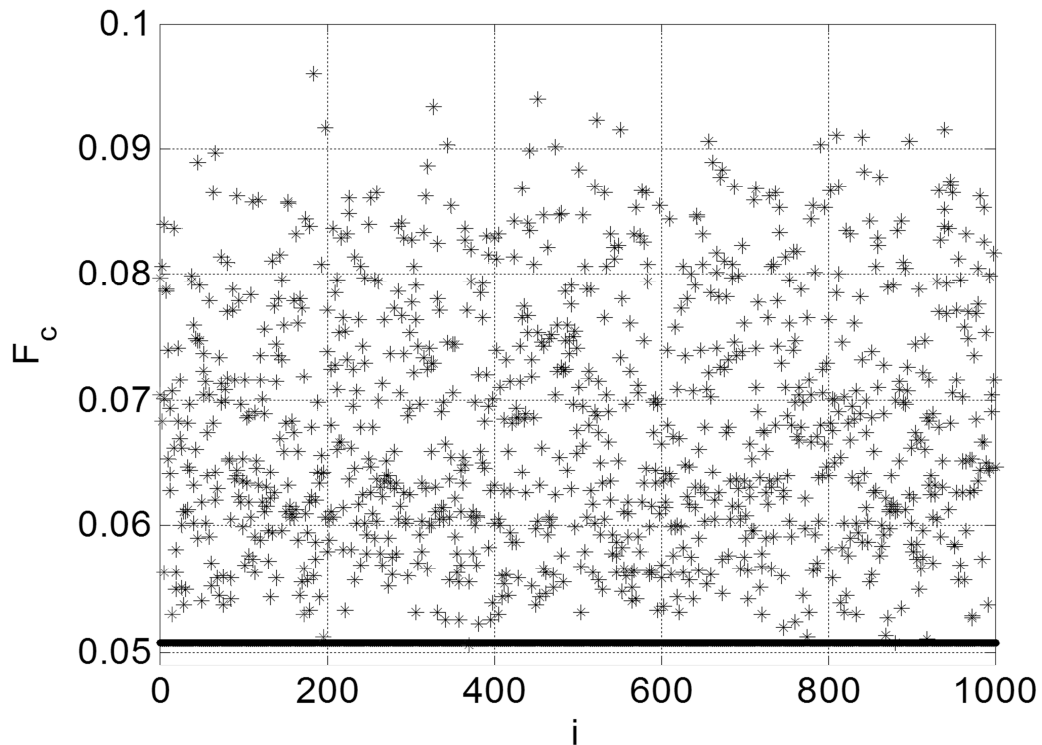


Рисунок 2.10. Сопоставление значений целевой функции, полученных методом итераций аналитических решений (линия) и численным методом (точки) в зависимости от номера сгенерированного варианта

В ходе анализа выявлены следующие характеристики рассмотренных вариантов решения задачи:

1) задача в скалярной постановке (2.4) и её аналитическое решение (2.5) позволяют найти искомый вектор значений расходов по схеме, но не учитывает метрологические и технологические ограничения;

2) задача в скалярной постановке (2.4) и её численное решение позволяют учесть метрологические и технологические ограничения, но не учитывает различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных параметров, то есть различия в метрологических характеристиках работающих в составе системы мониторинга средств измерения;

3) задача в векторной постановке (2.9) и её численное решение позволяют получить решение с учетом метрологических и технологических ограничений, а также учесть различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных параметров. Именно этот вариант рекомендуется

для практической реализации в программно-технических комплексах (ПТК) ТЭС.

Аналитические решения (2.5) и (2.9) не учитывают ограничений (2.7), (2.8) и поэтому не представляет практического интереса, однако они полезны с точки зрения проверки правильности решения рассматриваемой задачи численным методом.

Полученные результаты обеспечивают решение поставленной задачи проверки соответствия данных системы мониторинга расходов теплоносителя номинальным метрологическим характеристикам используемых средств измерения, что удовлетворяет требованиям нормативных документов [21, 22]. Однако рассматриваемая постановка задачи не позволяет обеспечить согласование материальных и энергетических балансов в системе.

2.3. Постановка и решение задачи о совместном сведении балансов по материальным и энергетическим потокам при разной точности задания априорной информации

Полученные выше результаты обеспечивают решение поставленной задачи проверки соответствия данных системы мониторинга расходов теплоносителя номинальным метрологическим характеристикам используемых средств измерения, что удовлетворяет требованиям нормативных документов [20–22, 24, 25]. Однако рассмотренная постановка задачи – контроль только материальных балансов – не дает возможности судить о качестве измерения прочих параметров системы: давления и температуры потоков теплоносителя. Зависящая от этих параметров энтальпия теплоносителей в совокупности с соответствующими их расходами определяет потоки энергии в системе, которые так же, как материальные потоки, должны удовлетворять определенным балансовым соотношениям.

В указанных выше и других нормативных документах не содержится требований по контролю сходимости энергетических балансов в системе на рассматриваемом предварительном этапе практических расчетов – при оцен-

ке достоверности данных системы мониторинга. Энергетические балансы сводятся непосредственно при определении фактических ТЭП работы оборудования. При этом значения расходов теплоносителей принимаются по результатам сведения материальных балансов (а это сведение выполняется без учета ограничений, накладываемых балансами энергии), значения давления и температуры потоков – по данным фактических измерений, а сходимость энергетических балансов обеспечивается корректировкой собственно значений энергетической мощности потоков теплоносителя. При таком подходе тепловые (энергетические) нагрузки оборудования оказываются неувязанными с расходами теплоносителя и их теплофизическими характеристиками.

Для повышения достоверности определения фактических ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности оборудования к алгоритмам первичной обработки данных целесообразно предъявлять требования по обеспечению контроля сходимости не только материальных, но и энергетических балансов в системе.

При построении энергетических балансов выделяются два вида потоков энергии: внутренний и внешний. Потоки, связанные с потоками вещества (теплоносителя) внутри системы, считаются внутренними. Потоки энергии, передаваемые теплоносителям в систему извне, считаются для нее внешними. Для сохранения методологии предложенного ранее подхода при совместном сведении материальных и энергетических балансов внешние потоки энергии учитываются в уравнении соответствующими значениями в правых частях. С учетом этого в рамках концепции регуляризации исходная некорректная задача формулируется в виде

$$\mathbf{AV} + \sigma = \mathbf{0}, \quad (2.10)$$

$$\mathbf{AH} + \sigma_3 = \mathbf{B}, \quad (2.11)$$

где $\mathbf{V}$ – вектор материальных потоков через выделенные элементы системы, $\mathbf{H} = \mathbf{V} * \mathbf{h}$ – вектор потоков энергии, $\mathbf{h}$ – вектор энтальпий (точка перед знаком умножения показывает почленное умножение соответствующих элемен-

тов двух векторов), σ и σ_9 – числовые параметры, характеризующие погрешность правых частей уравнений материального и энергетического балансов соответственно, $\mathbf{B}$ – матрица-столбец, учитывающая внешние для системы потоки энергии.

При решении задачи совместной регуляризации массовых и энергетических потоков необходимо минимизировать две функции цели или два критерия F_{c1} и F_{c2} , то есть рассматривать по существу задачу многокритериальной оптимизации типа

$$\begin{aligned} F_{c1}(\mathbf{V}, \lambda_1) &= |\mathbf{AV}|^2 + \lambda_1 |\mathbf{V} - \mathbf{V}_0|^2 \Rightarrow \min, \\ F_{c2}(\mathbf{H}, \lambda_2) &= |\mathbf{AH} - \mathbf{B}|^2 + \lambda_2 |\mathbf{H} - \mathbf{H}_0|^2 \Rightarrow \min, \end{aligned} \quad (2.12)$$

где $\mathbf{H}$, $\mathbf{H}_0$ – искомое регуляризованное решение и его априорная оценка по потокам энергии.

При решении многокритериальных оптимизационных задач необходимо определить вектор значений целевой функции, каждой проекцией которого является значение одного из критериев $F_c(F_{c1}, F_{c2})$. Для решения многокритериальных задач известен ряд методов [95, 96], каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

1. Замена нескольких критериев оптимизации одним интегральным критерием – аддитивным или мультипликативным, который получается соответственно либо сложением, либо перемножением исходных критериев с соответствующими коэффициентами их ценности:

$$F_c^a = a_1 F_{c1} + a_2 F_{c2} \Rightarrow \min, \quad (2.13)$$

$$F_c^m = F_{c1}^{m1} F_{c2}^{m2} \Rightarrow \min, \quad (2.14)$$

где верхний индекс «а» соответствует интегральному аддитивному, индекс «m» – мультипликативному критерию, коэффициенты a_1 и a_2 , m_1 и m_2 учитывают вклад каждого из критериев в аддитивный и мультипликативный критерии.

Преимуществом интегральной замены множества критериев одним является относительная простота расчетов и возможность сведения многокри-

териальной оптимизационной задачи к однокритериальной, методы решения которой хорошо изучены [95, 96]. К недостаткам следует отнести возможность поглощения одним критерием другого, то есть получения таких решений, при которых при минимальной сумме или произведении этих критериев значения отдельных критериев будут компенсировать значения других показателей. Кроме этого, выбор коэффициентов ценности критериев является во многом интуитивным, то есть субъективным.

2. Другим способом решения многокритериальных задач является отыскание решения оптимального или эффективного по Парето [87]. Оптимальность по Парето или множество Парето – это множество альтернатив, у которых нет преимуществ перед другими по всем критериям одновременно. Для нашей задачи выбор оптимальных по Парето альтернатив будет означать определенный разумный компромисс между соблюдением балансов энергии и массы в выбранной энергетической системе.

Продemonстрируем решение задачи многокритериальной регуляризации применительно к рассмотренному ранее примеру. При этом решение получим перечисленными методами и сравним полученные результаты.

Рассматриваемый участок тепловой схемы ТЭС показан на рисунке 2.1.

Для описания системы использовался направленный граф $G=(X,V)$, в котором в качестве узлов (X_i) рассматривались узлы смешения и распределения потоков, а в качестве ветвей (V_j) – трубопроводы между узлами. Матричный подход, использованный при моделировании массопотоков в системе, справедлив также для любых аддитивных параметров, которые можно складывать при смешении потоков. Следовательно, при решении задачи регуляризации потоков энергии матричная модель при определенной корректировке также может быть использована. Корректировка в данном случае заключается в учете внешних для системы потоков энергии, которые подводятся, например, в энергетическом котле при сжигании топлива, или отводятся от рабочего тела, например, в турбине. При сведении баланса массовых потоков система

являлась замкнутой по массе. Система для потоков энергии получается открытой.

Итоговая структура графа $G=(X,V)$ для рассматриваемой в примере технологической схемы с указанием номеров узлов и ветвей представлена на рисунке 2.2. Внешние энергетические потоки поступают в узлы X_4 (паровой котел) и X_2 (группа подогревателей высокого давления турбоустановки); отвод энергии из узла X_1 осуществляется со свежим паром на турбину.

Матрица инцидентности графа A составляется в соответствии с приведенными в разделе 2.1 правилами:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{pmatrix}.$$

При сведении энергетических балансов ранее рассмотренная задача дополнится следующим соотношением для энергии: $\Delta E = AH - B$. Выражения для критериев оптимизации по массе и энергии с учетом метрологических и технологических ограничений могут быть записаны в виде

$$F_{c1}(V, \lambda_1) = |AV|^2 + |\lambda_1(V - V_0)|^2 \Rightarrow \min, \quad (2.15)$$

$$V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}],$$

$$\Delta G_j \in [0; \Delta G_j^{\max}],$$

$$F_{c2}(H, \lambda_2) = |AH - B|^2 + |\lambda_2(H - H_0)|^2 \Rightarrow \min, \quad (2.16)$$

$$h_i \in [h_i^{\min}; h_i^{\max}],$$

$$\Delta E_j \in [0; \Delta E_j^{\max}],$$

где λ_1 и λ_2 – диагональные матрицы малых положительных параметров регуляризации соответственно по массе и энергии; $V_i^{\min}$ и $V_i^{\max}$, $h_i^{\min}$ и $h_i^{\max}$ – границы доверительных интервалов существования действительных значе-

ний параметров (расхода или энтальпии), обусловленные номинальными погрешностями средств измерения; $\Delta G_j^{\max}$ и $\Delta E_j^{\max}$ – предельно допустимые небалансы массы и энергии в узлах, обусловленные погрешностями средств измерений в пределах номинальных метрологических характеристик системы мониторинга.

Исходные данные в виде априорных значений расходов по ветвям графа V_i и энтальпий этих потоков h_i приведены в таблице 2.4, где указаны также номинальные значения пределов погрешности определения соответствующих параметров. Отметим, что погрешность определения энтальпии вычисляется по значениям метрологических характеристик средств измерения давления и температуры среды.

Аддитивный критерий. При одинаковых коэффициентах ценности сведения балансов по энергии и массе, т.е. при $a_1 = 1$; $a_2 = 1$, аддитивный критерий регуляризации (2.13) записывается в виде

$$F_c^a = F_{c1} + F_{c2} \Rightarrow \min. \quad (2.17)$$

Решение данной задачи с учетом метрологических и технологических ограничений, полученное методом статистического программирования [95, 96], приведено в таблице 2.4.

Мультипликативный критерий. При одинаковой ценности критериев по балансам массы и энергии, т.е. при $m_1 = 1$; $m_2 = 1$, выражение для интегрального мультипликативного критерия (2.14) записывается следующим образом

$$F_c^m = F_{c1} * F_{c2} \Rightarrow \min. \quad (2.18)$$

Решение данной задачи также приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Исходная (априорная) информация и результаты решения задачи многокритериальной регуляризации

Номер ветви графа, i	Исходное значение расхода, $V_{0i}, 10^{-6},$ т/мес*	Погрешность определения исходных зна- чений расхода, %	Энтальпия $h_i, \text{кДж/кг}$	Погрешность определения ис- ходных значений энтальпии, %	Решение с использо- ванием аддитивного критерия		Решение с использо- ванием мультипликативно- го критерия	
					$V_i, 10^{-6},$ т/мес	$H \cdot 10^{-6},$ ГДж/мес	$V_i, 10^{-6},$ т/мес	$H \cdot 10^{-6},$ ГДж/мес
1	1,0157*	2,3	691,9*	1,76	1,0375	0,7074	1,0365	0,7251
2	1,0596*	1,1	954,5*	1,65	1,0514	1,0001	1,0558	1,0029
3	1,0571*	0,9	960,1*	1,76	1,0505	1,0026	1,0528	1,0055
4	0,0127	5,2	1594,9*	1,85	0,0133	0,0213	0,0129	0,0209
5	1,0394*	1,2	3488,2*	1,50	1,0282	3,5366	1,0271	3,6294
6	0,0294*	1,8	3487,5*	1,53	0,0293	0,1016	0,0291	0,1026
7	0,0357*	2,2	2991,2*	1,32	0,0351	0,1056	0,0356	0,1066
8	0,9938*	1,1	3478,4*	1,46	0,9871	3,4542	1,0026	3,5229
9	0,0022	8,5	3488,2*	1,50	0,0021	0,0072	0,0022	0,0077
10	1,0232	2,1	3488,2*	1,50	1,0225	3,5204	1,0354	3,6333
11	0,0015	1,2	691,9*	1,76	0,0015	0,0011	0,0015	0,0010
12	0,0025	1,5	954,5*	1,65	0,0025	0,0024	0,0024	0,0023

Примечание: знаком «*» отмечены измеряемые параметры

Множество Парето. Для получения решения многокритериальной задачи с использованием множества Парето изобразим точками в системе координат (F_{c1}, F_{c2}) все альтернативы, которые удовлетворяют заданным метрологическим ограничениям.

Задача решается путем многократной генерации случайным образом значений расходов V_i и энтальпий потоков h_i вокруг априорных значений в диапазоне, заданном метрологическими ограничениями ($V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}]$ и $h_i \in [h_i^{\min}; h_i^{\max}]$).

Результаты расчетов показаны на рисунке 2.11, где для сравнения отмечены также и результаты использования аддитивного и мультипликативного критериев. Видно, что использование аддитивного и мультипликативного критериев дают решения, входящие в множество Парето.

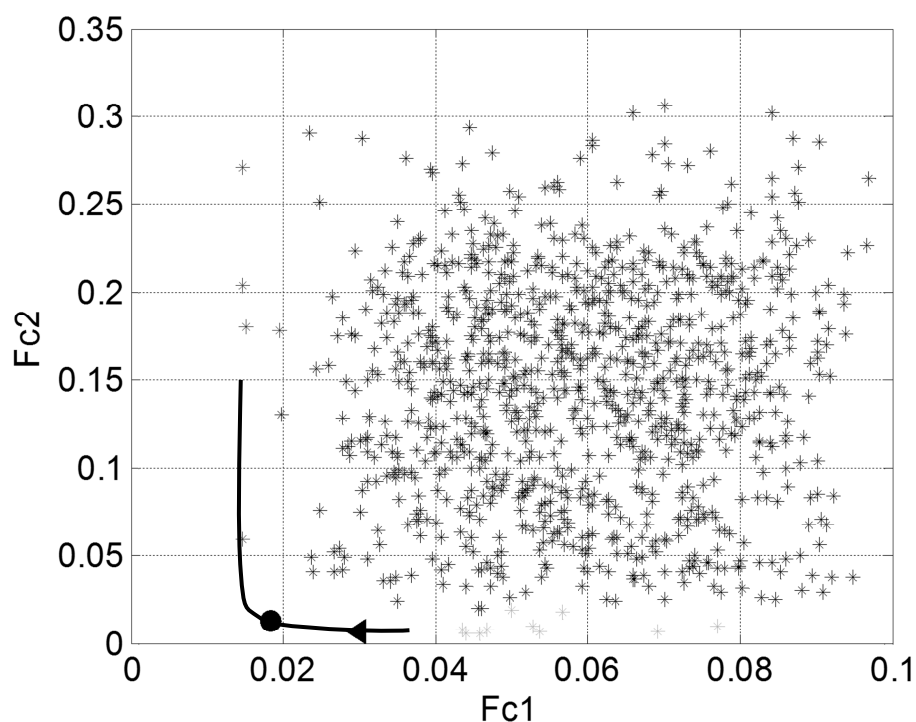


Рисунок 2.11. Результаты численного решения задачи многокритериальной оптимизации: F_{C1} и F_{C2} – значения критериев оптимизации согласно (2.15), (2.16); * – множество анализируемых вариантов, полученные при определении множества Парето; линия – множество Парето; • – решения, полученные с использованием аддитивного критерия; ◀ – решения, полученные с использованием мультипликативного критерия

Решение задачи с использованием множества Парето удобно, если требуется найти ответ на поставленный вопрос, обусловлены ли наблюдаемые небалансы массы и энергии в системе номинальными метрологическими характеристиками средств измерения, и нет необходимости в нахождении регуляризированных значений расходов теплоносителя и энергии по тепловой схеме. В этом случае достаточно наложить на полученное множество решений ограничения, соответствующих технологически допустимым значениям суммарных небалансов массы и энергии. Если вертикаль и горизонталь, соответствующие этим ограничениям пересекутся выше и/или правее линии, описывающей множество Парето, то на поставленный вопрос следует ответить положительно; в противном случае задача регуляризации решения не имеет. Необходимая в этом случае локализация источника ошибки выполняется путем выбора узла с наибольшим небалансом массы и/или энергии.

Предложенное обобщение задачи регуляризации материальных и энергетических потоков обеспечивает повышение достоверности последующего расчета фактических ТЭП работы оборудования. Численное решение сформулированной задачи многокритериальной многопараметрической оптимизации позволяет учитывать различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных параметров, а также технологические и метрологические ограничения по выбранным узлам или некоторой их совокупности.

Численное решение сформулированной задачи многокритериальной многопараметрической оптимизации позволяет учитывать различную степень достоверности определения априорных данных, а также технологические и метрологические ограничения по отдельным узлам или некоторой их совокупности. Преимущества решения задачи с использованием множества Парето:

- исключается необходимость субъективного определения коэффициентов ценности критериев оптимизации по массе и энергии, необходимых для

решения задачи с использованием интегральных аддитивного или мультипликативного критериев;

– множество Парето дает обобщенную совокупность решений, частными случаями которого являются решения с использованием интегральных аддитивного или мультипликативного критериев;

– собственно поиск ответа на вопрос о причине наблюдаемых в системе расчетных небалансов массы и энергии в узлах при использовании множества Парето достаточно просто формализуется, что позволяет использовать метод в системах автоматизированного учета показателей работы оборудования.

Разработанная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов реализована в программном модуле «Баланс», ориентированном на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС. Подана заявка на государственную регистрацию программы.

Программа предназначена для решения задач проверки соответствия рассчитываемых по результатам измерения расходов теплоносителей невязок материального баланса по узлам энергетической системы произвольной структуры нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения, а также сведения материальных и энергетических балансов по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в системе. Исходными данными являются структура системы, кодируемая в виде матрицы инцидентности, предварительные значения и погрешность определения параметров потоков теплоносителей в системе. По результатам расчета определяются наиболее вероятные значения параметров теплоносителей в системе. Программный код разработан на языке программирования Visual Basic.

2.4. Выводы по второй главе

1. На основе матричной модели материальных потоков в энергетических системах и подхода к решению некорректных задач на основе регуляризации Тихонова сформулирована задача оценки соответствия рассчитываемых по данным технического учета невязок материального баланса нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения с локализацией источника ошибки, получены аналитические и численные решения задачи.

2. Предложенный подход обобщен на методику совместного сведения материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ТЭС по данным технического учета, позволяющую учесть различную степень достоверности определения параметров исходной информации, метрологические и технологические ограничения по всем или некоторым выбранным узлам схемы.

3. Проведенные расчетные исследования методов и алгоритмов сведения материальных и энергетических балансов в тепловых энергетических системах позволяют сделать следующие выводы:

1) задача в скалярной постановке (2.4) и её аналитическое решение (2.5) позволяют найти искомый вектор значений расходов по схеме, но не учитывает метрологические и технологические ограничения;

2) задача в скалярной постановке (2.4) и её численное решение позволяют учесть метрологические и технологические ограничения, но не учитывает различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных параметров, то есть различия в метрологических характеристиках, работающих в составе системы мониторинга средств измерения;

3) задача в векторной постановке (2.9) и её численное решение позволяют получить решение с учетом метрологических и технологических ограничений, а также учесть различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных параметров;

4) аналитические решения (2.5) и (2.9) не учитывают ограничений (2.7), (2.8) и поэтому не представляет практического интереса, однако они полезны с точки зрения проверки правильности решения рассматриваемой задачи численным методом;

5) наиболее представительными следует считать результаты расчетов, полученные при сведении материальных балансов в ходе решения задачи совместной регуляризации материальных и энергетических потоков.

4. Разработанная сведения балансов методика реализована в программном модуле «Баланс», ориентированном на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС.

Материалы главы 2 опубликованы в работах [129–132, 136–139].

ГЛАВА 3. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ БАЛАНСОВ ПРИ ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАРАНТИЙНЫХ ТЕПЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

3.1. Характеристика решаемой задачи

Цель этапа исследований – определение количественных характеристик влияния методики сведения материальных балансов при обработке результатов гарантийных тепловых испытаний на показатели тепловой экономичности паротурбинной установки ТЭС.

В главе 1 диссертации показано, что действующими руководящими документами энергетической отрасли [24, 25], регламентирующими методы проведения тепловых испытаний паротурбинных установок ТЭС и АЭС, предписано отнесение невязки материального баланса по турбоустановке в условиях каждого опыта к расходу свежего пара. Такой подход исходит из того, что измерение расхода пара априори характеризуется меньшей точностью, чем измерение расхода воды (в данном случае – питательной воды или основного конденсата турбины). Очевидно, что эта условность оказывает влияние по значения показателей тепловой экономичности турбоустановки, рассчитываемые по результатам испытаний. Это особенно актуально при проведении гарантийных испытаний как испытаний, к которым предъявляются наиболее жесткие требования по точности результатов. В связи с этим целесообразно оценить, насколько значимой может быть ошибка, вносимая в результаты испытаний при использовании рассматриваемого нормативного метода их обработки.

3.2. Характеристика объекта испытаний

Объектом испытаний является турбоагрегат ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС (пос. Губаха, Пермский край).

3.2.1. Цель и задачи испытаний

Цель проведения гарантийных тепловых испытаний турбоустановки. Тепловые испытания турбоустановки проводятся с целью определения номинальной электрической мощности турбогенератора при номинальных параметрах и расходе пара на входе в турбину, номинальных параметрах и расходах пара в регулируемые отборы, номинальном давлении пара в конденсаторе до и после модернизации системы регулирования с увеличением номинальной нагрузки производственного отбора пара.

Проведение тепловых испытаний предусматривает следующие этапы:

- разработку методики и метрологического обеспечения испытаний;
- проведение предварительных опытов для проверки готовности оборудования, тепловой схемы и схемы измерений к испытаниям;
- проведение опытов в соответствии с программой;
- предварительную обработку материалов испытаний;
- расчет истинных значений измеренных параметров и состояния пара в характерных точках установки и приведение их к номинальным условиям;
- формулировку заключения по результатам испытаний.

3.2.2. Объект испытаний

Назначение турбоустановки

Стационарная паровая теплофикационная турбина ПТ-26/29-2,9/1,3 ст. № 9 с регулируемым производственным и отопительным (одноступенчатым) отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока, смонтированного на общем фундаменте с турбиной в помещении машзала котлотурбинного цеха Кизеловской ГРЭС. Турбина изготовлена в соответствии с требованиями ГОСТ 28969-91 и поставлена по техническим условиям ИРЕЦ.384622.017 ТУ.

Турбина укомплектована синхронным электрическим генератором производства АО «Привод» (г. Лысьва) типа Т-32-2В3 мощностью 32 МВт, номинальной частотой вращения 3000 об/мин с воздушным охлаждением.

Тепловая схема турбоустановки

Тепловая схема турбоустановки приведена на рисунке 3.1. На рисунке применены следующие обозначения: ГПЗ – главные паровые задвижки; СК – стопорные клапаны; К.С.Н. – коллектор пара собственных нужд; С.Н. – собственные нужды; ПВС – паровоздушная смесь; ЭУ – эжектор уплотнений; РОУ – редукционно-охладительная установка; ПО – арматура схемы производственного отбора; ПП – арматура схемы перегретого пара; КХ – арматура по холодной стороне РОУ; НО – арматура схемы нерегулируемых отборов; ТО – арматура схемы теплофикационного (отопительного) отбора; ЦВ – арматура схемы циркуляционной воды; Д – деаэраторы; ПВД – подогреватель высокого давления; Вп – арматура схемы питательной воды; РУК – регулятор уровня; КПВД – конденсат греющего пара ПВД; БХОВ – бак химочищенной воды; Б. – бойлеры отопления; К ХОВ – коллектор химочищенной воды; Рец. – рециркуляция; КН – конденсатные насосы; К – арматура схемы основного конденсата турбины; ОЭ – основной эжектор; Др.б – дренажный бак; к-р – конденсатор; ПНД – подогреватель низкого давления; НС – насос сливной системы регенерации; Сл – арматура схемы обвязки НС; Φ – измерение расхода;  – измерение давления;  – измерение температуры; N – измерение электрической мощности (или выработки электроэнергии).

Свежий пар через стопорные клапаны двумя параллельными потоками поступает в паровую коробку турбины, откуда через регулирующие клапаны механизма парораспределения части высокого давления, попадает в проточную часть турбины. Из проточной части турбины пар последовательно отбирается: за 5 ступенью – в регулируемый производственный отбор; за 7 ступенью – в нерегулируемый отбор на подогреватель высокого давления; за 11 ступенью – в регулируемый отопительный отбор и на деаэратор питательной воды; за 13 ступенью – в нерегулируемый отбор на подогреватель низкого давления. Оставшаяся часть пара продолжает работать на лопатках трех последних ступней, расширяясь до давления в конденсаторе.

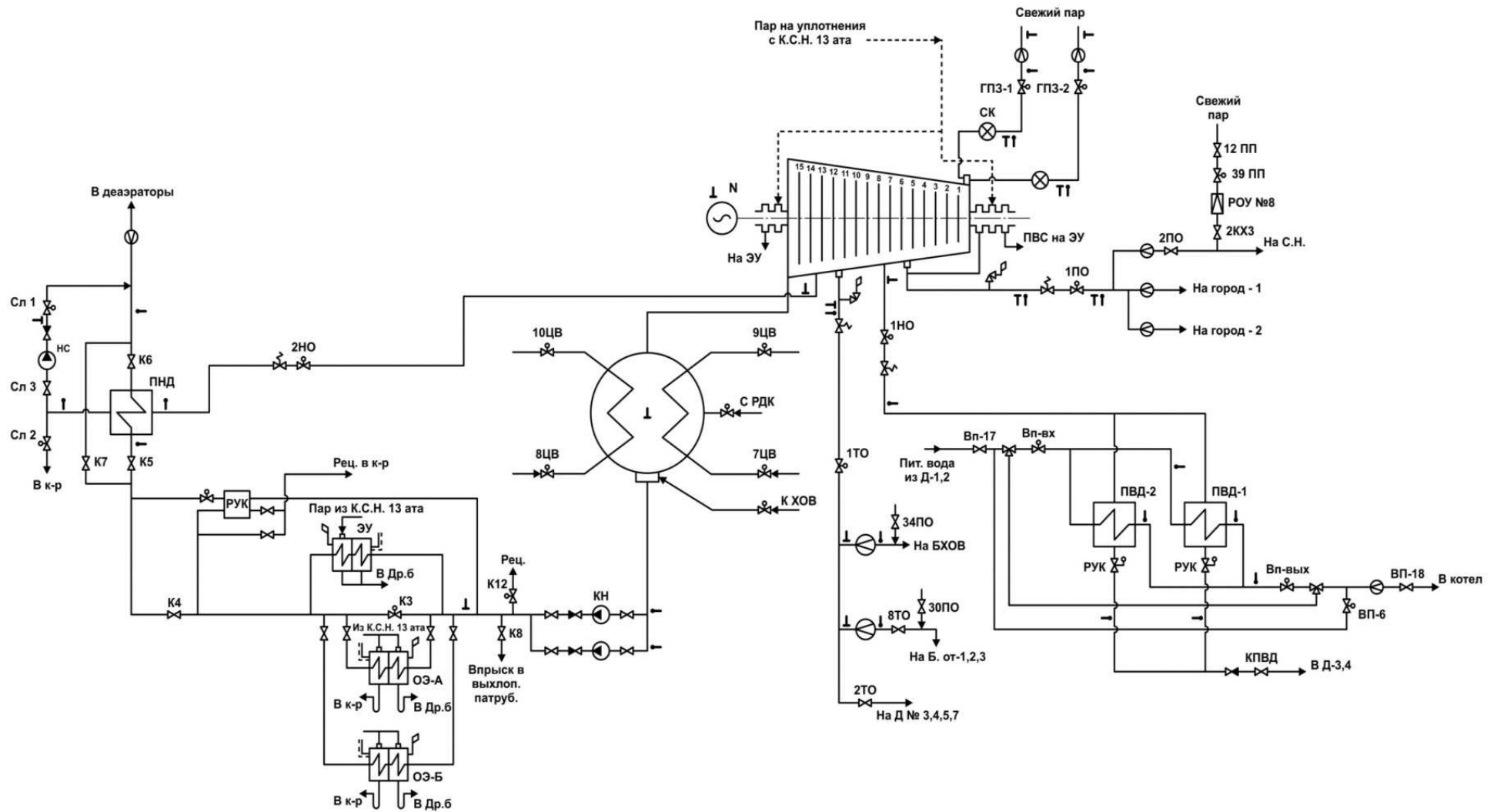


Рисунок 3.1. Тепловая схема турбоустановки с турбиной ПТ-26/29-2,9/1,3 КТЗ ст. №9 Кизеловской ГРЭС:
обозначения приведены в тексте

Конденсат отработавшего в турбине пара собирается в конденсатосборнике конденсатора, откуда откачивается одним из конденсатных насосов, второй конденсатный насос – резервный. Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора автоматически поддерживается регулятором уровня (РУК), который установлен на линии основного конденсата и пропускает весь поток конденсата. РУК рассчитан на максимальный расход конденсата. Одновременно на всех режимах работы турбины РУК поддерживает постоянный расход через холодильники основного эжектора и эжектора уплотнений. Поток конденсата от РУК направляется через ПНД в деаэраторы питательной воды атмосферного давления.

Регенеративный подогрев конденсата осуществляется:

- 1) в холодильниках основного эжектора и эжектора уплотнений;
- 2) в ПНД паром из нерегулируемого отбора турбины за 13 ступенью; конденсат греющего пара из корпуса ПНД откачивается сливным конденсатным электронасосом (НС) через регулятор уровня в линию основного конденсата, либо сбрасывается каскадно в расширитель дренажей конденсатора;
- 3) в деаэраторах атмосферного типа; по проекту турбоустановки в деаэратор должен подаваться пар отопительного отбора (как показано на рисунке 3.1), однако в условиях Кизеловской ГРЭС такую схему реализовать не удалось, поэтому в данной случае греющим паром деаэраторов является пар производственного отбора турбины;
- 4) в ПВД (два параллельно работающих подогревателя) паром из нерегулируемого отбора турбины за 7 ступенью; через ПВД деаэрированная вода питательными насосами подается в котлы; конденсат греющего пара из корпусов ПВД отводится через регуляторы уровня в деаэраторы.

Подогреватели системы регенеративного подогрева питательной воды оснащены аппаратурой автоматического регулирования уровня конденсата, а ПВД также арматурой для автоматического отключения их по питательной воде и пару в случае заполнения водой паровой части любого корпуса ПВД.

Конденсационное устройство состоит из конденсатора типа КП-1650-3, основного пароструйного эжектора, пускового эжектора, двух конденсатных насосов ЭКН 160-55, шести циркуляционных насосов ЭПС-1200-20, находящихся на береговой насосной станции.

Система автоматического регулирования уровня обеспечивает необходимое распределение потоков конденсата, предусмотренное тепловой схемой, и поддержание уровня конденсата в конденсатосборнике в заданных пределах. Система регулирования уровня состоит из электронного импульсного устройства и электро-механического исполнительного устройства.

Проточная часть турбины

Турбина выполнена одноцилиндровой, проточная часть состоит из 15-и ступеней. Первая ступень является регулирующей.

Камерами регулируемых производственного и отопительного отборов турбина делится на часть высокого давления (ЧВД), часть среднего давления (ЧСД) и часть низкого давления (ЧНД). ЧВД состоит из пяти ступеней, ЧСД – из шести ступеней, ЧНД – из четырех ступеней.

Ротор турбины гибкий, комбинированный (цельнокованный и с насадными дисками). Роторы турбины и генератора соединены жесткой муфтой с насадными полумуфтами. Оба ротора опираются на четыре подшипника. Направление вращения ротора (если смотреть со стороны турбины на генератор) – по часовой стрелке. Номинальная частота вращения ротора – 3000 об/мин.

Сведения о модернизации турбины и гарантии завода-изготовителя

Модернизация системы автоматического регулирования турбины (САР) проведена с целью увеличения номинального расход пара в производственный отбор со 120 т/ч до 150 т/ч.

Необходимость увеличения расход пара в производственный отбор обусловлена следующим. Основным потребителем пара производственного от-

бора в условиях Кизеловской ГРЭС являются подогреватели сетевой воды теплосети пос. Губаха. Бойлерная расположена на расстоянии более 2000 м от промплощадки ГРЭС и обеспечивается паром 13 кгс/см^2 по двум паропроводам. В отопительный период расход пара на сетевые подогреватели (с учетом высоких потерь теплосодержания пара в паровой теплотрассе), как правило, превосходит 120 т/ч (номинальный расход пара в производственный отбор единственной турбины ГРЭС – турбоагрегата ст. № 9, – до модернизации). Поэтому в постоянной работе находятся РОУ свежего пара, работающие в параллель с производственным отбором турбины. В результате удельные расход топлива на отпуск тепловой энергии оказываются существенно повышенными. В связи с этим для улучшения технико-экономических показателей работы оборудования специалистами ГРЭС принято решение об увеличении номинальной производительности производственного отбора пара турбоагрегата ст. № 9.

Модернизация системы регулирования турбины с увеличением номинального расход пара в производственный отбор стала возможной, поскольку номинальная нагрузка отопительного (теплофикационного) отбора турбины в условиях Кизеловской ГРЭС не востребована. Поэтому увеличение расхода пара в производственный отбор не влечет за собой нарушение режима охлаждения выхлопного патрубка.

В рамках модернизации выполнена расточка и замена отдельных элементов системы регулирования, настройка на стенде блоков регулирования. Работы по модернизации проведены заводом-изготовителем.

Гарантированные заводом-изготовителем технические характеристики турбоустановки до и после модернизации сведены в таблицу 3.1 (при этом сохранены указанные заводом-изготовителем единицы измерения параметров).

Таблица 3.1

**Техническая характеристика турбоустановки ПТ-26/29-2,9/1,3 КТЗ ст. №9
(гарантийные данные завода-изготовителя)**

Параметр, единица измерения	Значение параметра	
	До модерни- зации	После модер- низации
1. Мощность электрическая при номинальных параметрах, кВт:		
– номинальная	26 000	23 890
– максимальная на конденсационном режиме	29 000	29 000
2. Номинальные начальные параметры пара перед стопорным клапаном:		
– абсолютное давление, кгс/см ²	29	29
– температура, °С	400	400
3. Номинальное давление пара в конденсаторе на теплофикационном режиме, кгс/см ²	0,052	0,035
4. Давление пара в конденсаторе на конденсационном режиме при максимальной электрической нагрузке и включенной регенерации, кгс/см ²	0,091	0,091
5. Расчетное абсолютное давление пара в камере регулирующей ступени при номинальных значениях основных параметров и включенной регенерации в теплофикационном режиме, кгс/см ²	21,8	21,8
6. Расход свежего пара, т/ч		
– номинальный на теплофикационном режиме	237,5	237,5
– номинальный на конденсационном режиме	147,4	147,4
7. Номинальное давление пара в камере производственного отбора, абсолютное, кгс/см ²	13,0	13,0
8. Номинальная температура пара в камере производственного отбора, °С	313,0	313,0
9. Номинальный расход пара в производственный отбор, т/ч	120,0	150,0
10. Номинальное давление пара в камере отопительного отбора, абсолютное, кгс/см ²	2,0	2,0
11. Номинальная температура пара в камере отопительного отбора, °С	158,0	176,0
12. Номинальный расход пара в отопительный отбор, т/ч	12,4	12,4
13. Пределы регулирования абсолютного давления пара в камере производственного отбора с помощью регулятора давления, кгс/см ²	от 10,0 до 14,0	от 10,0 до 14,0
14. Пределы регулирования абсолютного давления пара в камере отопительного отбора с помощью регулятора давления, кгс/см ²	от 1,2 до 2,5	от 1,2 до 2,5

3.3. Методика проведения и метрологическое обеспечение испытаний

Методика проведения и метрологическое обеспечение гарантийных испытаний разработана в соответствии с требованиями действующего руководящего документа [24, 100], регламентирующего рассматриваемый вид работ и специальной технической литературы [104, 105].

В таблице 3.2 приведены характеристики средств измерения контролируемых в ходе испытаний параметров (СВИД – стенд вибрационной диагностики и контроля) [101–103, 106, 107].

Таблица 3.2

Метрологическое обеспечение испытаний

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
1. Давление атмосферное на площадке обслуживания турбины	мм рт. ст.	МД-49-2	610 - 790	2%	1
2. Мощность на клеммах турбогенератора (по ваттметру), МВт	МВт	Ваттметр М.381.1	0 – 43,6 МВт	1,5	0,2 МВт
3. Выработка электроэнергии турбогенератором за время опыта	кВт.ч	СЭТ - 4ТМ.03	0 – 999999,99	0,2 активная, 0,5 реактивная	0,01
4. Время опыта	с	секундомер	-	1(абс)	1
5. Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой Ду=250мм (LBA10CF001)	0-125	5%	0,1
6. Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	°С	СВИД, ХК(L) (LBA10СТ001)	0-500	0,75+1%	1

Продолжение таблицы 3.2

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
7. Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (LBA10CP001)	0 - 40	0,5 + 0,5%	0,1
8. Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой Ду=250мм (LBA20CF001)	0-125	5%	0,1
9. Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	°С	СВИД, ХК(L) (LBA20CT001)	0-500	0,75+1%	1
10. Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 - ДИ (LBA20CP001)	0 - 40	0,5 + 0,5%	0,1
11. Температура свежего пара на турбину после ГПЗ по нитке А	°С	СВИД, ХК(L) (T1)	0 - 500	0,75+1%	1
12. Давление свежего пара на турбину после ГПЗ по нитке А, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (P14)	0 - 40	0,5 + 0,5%	0,1
13. Температура свежего пара на турбину после ГПЗ по нитке Б	°С	СВИД, ХК(L) (T2)	0 - 500	0,75+1%	1
14. Давление свежего пара на турбину после ГПЗ по нитке Б, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (P13)	0 - 40	0,5 + 0,5%	0,1
15. Давление в камере регулирующей ступени турбины, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (P10)	0 - 25	0,5 + 0,5%	0,1

Продолжение таблицы 3.2

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
16. Температура пара в камере регулирующей ступени	°C	СВИД, ХК(L) (Т26)	0 - 500	0,75+1%	1
17. Расход основного конденсата на деаэраторы	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой Ду=150мм (LCA30CF001)	0 - 160	5%	0,1
18. Температура основного конденсата на деаэраторы	°C	СВИД, 100П (Т28)	0 - 100	0,5 + 0,5%	1
19. Давление конденсата на напоре сливного насоса	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р22)	0-6	0,5 + 0,5%	0,1
20. Температура конденсата на выходе из конденсатосборника конденсатора, всас КЭН-А	°C	СВИД, 100П (Т28)	0 - 100	0,5 + 0,5%	1
21. Температура конденсата на выходе из конденсатосборника конденсатора, всас КЭН-Б	°C	СВИД, 100П (Т28)	0 - 100	0,5 + 0,5%	1
22. Давление (разрежение) в конденсаторе	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДВ (Р15)	-1 - 0	0,5 + 0,5%	0,01
23. Температура металла выхлопного патрубка турбины	°C	СВИД, ХК(L) (Т10)	0 - 300	0,75+1%	1
24. Давление пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р11)	0-16	0,5 + 0,5%	0,01

Продолжение таблицы 3.2

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
25. Температура пара в камере производственного отбора турбины до 1 ПО	°C	СВИД, ХК(L) (Т8)	0 - 500	0,75+1%	1
26. Расход пара производственного отбора на город, нитка 1	т/ч	КСД2, ДМ3583М	0 - 80	5%	1
27. Расход пара производственного отбора на город, нитка 2	т/ч	Метран-900, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой	0,0 – 200,0	0,5; 0,5 и 0,5 (класс точности)	0,1
28. Давление пара в камере производственного отбора турбины после 1ПО, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р11)	0-16	0,5 + 0,5%	0,01
29. Температура пара в камере производственного отбора турбины после 1ПО	°C	СВИД, ХК(L) (Т8)	0 - 500	0,75+1%	1
30. Температура пара в трубопроводе отбора на ПВД	°C	СВИД, 100П (Т47)	0 - 300	0,5 + 0,5%	1
31. Давление пара в трубопроводе отбора на ПВД, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р23)	0-6	0,5 + 0,5%	0,1
32. Температура конденсата греющего пара за ПВД-1	°C	СВИД, 100П (Т43)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1

Продолжение таблицы 3.2

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
33. Температура конденсата греющего пара за ПВД-2	°С	СВИД, 100П (Т44)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
34. Расход питательной воды за ПВД	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой (LAV10CF001)	0 - 250	5%	0,1
35. Температура питательной воды до ПВД-1	°С	СВИД, 100П (Т45)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
36. Температура питательной воды после ПВД-1	°С	СВИД, 100П (Т52)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
37. Температура питательной воды после ПВД-2	°С	СВИД, 100П (Т46)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
38. Температура питательной воды после системы ПВД	°С	СВИД, 100П (LAV10CT004)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
39. Давление пара в камере отопительного отбора турбины, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р12)	0-10	0,5 + 0,5%	0,01
40. Температура пара в камере отопительного отбора турбины	°С	СВИД, 100П (Т9)	0 - 250	0,5 + 0,5%	1
41. Расход пара отопительного отбора в трубопроводе на БХОВ	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой	0 - 8	5%	0,1
42. Давление пара отопительного отбора в трубопроводе на БХОВ, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р12)	0-10	0,5 + 0,5%	0,01

Окончание таблицы 3.2

Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
43. Температура пара отопительного отбора в трубопроводе на БХОВ	°С	СВИД, 100П (Т9)	0 - 250	0,5 + 0,5%	1
44. Расход пара отопительного отбора в трубопроводе на Б.от-1,2,3	т/ч	СВИД, Метран-100 - ДД, блок с диафрагмой	0 - 5	5%	0,1
45. Давление пара отопительного отбора в трубопроводе на Б.от-1,2,3, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДИ (Р12)	0-10	0,5 + 0,5%	0,01
46. Температура пара отопительного отбора в трубопроводе на Б.от-1,2,3	°С	СВИД, 100П (Т9)	0 - 250	0,5 + 0,5%	1
47. Температура пара в трубопроводе отбора на ПНД	°С	СВИД, 100П (Т39)	0 - 300	0,5 + 0,5%	1
48. Давление пара в трубопроводе отбора на ПНД, избыточное	кгс/см ²	СВИД, Метран-100 – ДВ (Р21)	-1 - 0	0,5 + 0,5%	0,001
49. Температура конденсата греющего пара за ПНД	°С	СВИД, 100П (Т42)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
50. Температура основного конденсата до ПНД	°С	СВИД, 100П (Т40)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1
51. Температура основного конденсата после ПНД	°С	СВИД, 100П (Т41)	0 - 200	0,5 + 0,5%	1

При проведении испытаний предусмотрено два этапа.

Этап 1 – Тарировочные опыты

Цель проведения опытов – определение работоспособности и согласованности показаний расходомеров свежего пара и турбинного конденсата.

Рабочая тепловая схема турбоустановки:

- турбоагрегат обеспечивается свежим паром от общестанционного коллектора по двум ниткам;
- ПВД-1 и ПВД-2 отключены по греющему пару и конденсату греющего пара (закрыты: 1НО; КПВД);
- ПНД отключен по греющему пару, основному конденсату и конденсату греющего пара;
- регулируемый производственный отбор отключен (закрыты: 1ПО); поворотная диафрагма производственного отбора открыта полностью; регулятор давления производственного отбора выведен из работы;
- регулируемый отопительный отбор отключен (закрыты: 1 ТО); поворотная диафрагма отопительного отбора открыта полностью; регулятор давления отопительного отбора выведен из работы;
- тепловая нагрузка потребителей собственных нужд ГРЭС обеспечивается от РОУ № 1,3,8;
- подпитка конденсатора химочищенной водой отключена (закрыты: КХОВ);
- сбросы с РДК отключены (закрыты: РДК).
- уровень в конденсаторе постоянный, РУК – в автоматическом режиме.

Методы регулирования параметров:

- абсолютное давление отработавшего пара поддерживается на номинальном уровне $0,052 \text{ кгс/см}^2$ путем изменения расхода охлаждающей циркуляционной воды либо, при невозможности дальнейшего его увеличения, – путем впуска воздуха в конденсатор через пусковой эжектор.

Характеристика опытов:

– количество опытов – 5; продолжительность каждого опыта 1 час; характеристика опытов приведен в таблице 3.3 (здесь и далее, в соответствии с требованиями [24] значения параметров приведены в тех единицах измерения, в которых они отображаются на показывающих приборах, доступных оперативному персоналу ТЭС).

Таблица 3.3

Условия проведения тарифовочных опытов

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	1т	2т	3т	4т	5т
Мощность электрическая, МВт	14	17	20	24	Максимальная (26–29)
Расход свежего пара, т/ч	70	80	100	120	130–150
Давление свежего пара, кгс/см ² (абс.)	29,0				
Температура свежего пара, °С	400,0				
Давление пара в конденсаторе, кгс/см ²	0,052				

Этап 2 – Основные опыты

Цели проведения опытов – определение номинальной электрической мощности турбогенератора при номинальных параметрах и расходе пара на входе в турбину, номинальных параметрах и расходах пара в регулируемые отборы, номинальном давлении пара в конденсаторе после модернизации системы регулирования с увеличением номинальной нагрузки производственного отбора пара.

Рабочая тепловая схема турбоустановки:

- турбоагрегат обеспечивается свежим паром от общестанционного коллектора по двум ниткам;
- ПВД-1 и ПВД-2 включены по питательной воде, греющему пару и конденсату греющего пара; слив конденсата греющего пара ПВД – в деаэраторы питательной воды;
- байпас ПВД по питательной воде отключен (закрыты: ВП-6);
- пропуск питательной воды через защитный байпас ПВД должен быть исключен;

- ПНД включен по основному конденсату, греющему пару и конденсату греющего пара; слив конденсата греющего пара – согласно инструкции по эксплуатации турбоустановки (каскадно в конденсатор через СЛ2 либо в линию основного конденсата после ПНД через НС);
- байпас ПНД по основному конденсату отключен (закрыты: К7);
- регулируемый производственный отбор включен; поворотная диафрагма производственного отбора – в режиме автоматического регулирования; регулятор давления производственного отбора включен;
- паропровод производственного отбора пара подключен к схеме собственных нужд ГРЭС (открыты: 2ПО);
- тепловая нагрузка потребителей собственных нужд ГРЭС обеспечивается от турбины, РОУ № 8 отключена;
- регулируемый отопительный отбор включен; поворотная диафрагма отопительного отбора – в режиме автоматического регулирования; регулятор давления отопительного отбора включен;
- подача пара отопительного отбора на деаэраторы отключена (закрыты: 2ТО);
- паропроводы связи производственного и теплофикационного отборов отключены (закрыты: 34ПО; 30 ПО);
- подпитка конденсатора химочищенной водой отключена (закрыты: КХОВ);
- сбросы с РДК отключены (закрыты: РДК);
- уровень в конденсаторе постоянный, РУК – в автоматическом режиме.

Методы регулирования параметров:

- номинальное абсолютное давление пара в камере производственного отбора поддерживается автоматически на уровне $13,0 \text{ кгс/см}^2$ регулятором давления пара производственного отбора;
- номинальное абсолютное давление пара в камере отопительного отбора поддерживается автоматически на уровне $2,0 \text{ кгс/см}^2$ регулятором давления пара отопительного отбора;

– номинальный расход пара в производственный отбор на уровне 150,0 т/ч и отопительный отбор на уровне 12,4 т/ч обеспечивается путем нагружения турбины по свежему пару до номинального значения 237,5 т/ч при обеспечении соответствующего потребления пара регулируемых отборов;

– абсолютное давление отработавшего пара поддерживается на номинальном уровне 0,052 кгс/см² путем изменения расхода охлаждающей циркуляционной воды либо, при невозможности дальнейшего его увеличения, – путем впуска воздуха в конденсатор через пусковой эжектор;

– расход питательной воды, равный расходу свежего пара, регулируется путем изменения степени открытия арматуры на трубопроводе питательной воды за ПВД (ВП-18).

Характеристика опытов:

– количество опытов – 4; продолжительность каждого опыта 3 часа характеристика опытов приведен в таблице 3.4; каждый опыт проводится при условиях, максимально приближенных к указанным в таблице 3.4.

– между опытами предусматривается разгрузка турбины до 15-18 МВт без изменения тепловой схемы с последующим нагружением.

Таблица 3.4

Условия проведения основных опытов

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах 1о–4о
1. Расход свежего пара, т/ч	237,5
2. Давление свежего пара, кгс/см ² (абс.)	29,0
3. Температура свежего пара, °С	400,0
4. Давление пара в конденсаторе, кгс/см ² (абс.)	0,052
5. Давление пара в камере производственного отбора, кгс/см ² (абс.)	13,0
6. Давление пара в камере отопительного отбора, кгс/см ² (абс.)	2,0
7. Расход пара в производственный отбор, т/ч	150,0
8. Расход пара в отопительный отбор, т/ч	12,4
9. Расход питательной воды через ПВД равен расходу свежего пара на турбину	$G_{пв} = G_0$
10. Мощность электрическая, МВт	определяется в опытах

Для гарантированного получения номинальных параметров режима с регулируемыми отборами предусмотренные технической программой опыты целенаправленно несколько разнесены по расходу свежего пара от номинального значения 237,5 т/ч.

Присос охлаждающей воды в конденсаторе определен по результатам серии химических анализов проб свежего пара, основного конденсата с напора КЭН и охлаждающей воды на жесткость общую. Величина присоса составила 237 кг/ч. Это значение использовано в дальнейшем при обработке результатов испытаний.

3.4. Методика обработки результатов испытаний

3.4.1. Общие положения

Выбор метода обработки результатов испытаний (использован метод при постоянном расходе свежего пара) обусловлен целями испытаний. Целью обработки данных является получение значений электрической мощности турбогенератора, приведенной к номинальным условиям при фактических в опытах значениях свежего пара (несколько разнесенных относительно номинального расхода свежего пара 237,5 т/ч) с последующим построением зависимости этой мощности от расхода свежего пара. По этой зависимости определяется значение номинальной электрической нагрузки при номинальном расходе свежего пара 237,5 т/ч.

Первичные результаты измерения контролируемых в испытаниях параметров, значения которых используются в СВВД (стенд вибрационного контроля и диагностики), представляли собой массив из 1000 значений каждого параметра с равным интервалом по времени за период каждого опыта (итоговый шаг по времени от 2 до 4 секунд). Параметры, значения которых не используются в СВВД, контролировались:

– наиболее важные параметры – с шагом не более 30 секунд;

– второстепенные и мало изменяющиеся параметры – с шагом не более 90 секунд.

3.4.2. Первичная обработка результатов измерения параметров в опытах

Порядок первичной обработки результатов измерений выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 5725-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений» (в 6-и частях) [108–113] с учетом требований [114–116] и рекомендаций, содержащихся в [117–119].

Общий порядок обработки результатов измерения некоторого параметра в опыте состоит в следующем:

1) идентификация и отсев выбросов; используется метод статистического тестирования выбросов по критерию Кохрена [109, 118, 119]; при этом в данном случае, как для экспериментов, в которых предъявляются высокие требования к точности получаемых результатов, при обработке результатов измерений параметров с относительно большим числом замеров в рамках одного опыта квазивыбросы на первом этапе тестирования исключались из совокупности данных (в запас надежности результатов), при повторном тестировании той же совокупности исключались только выбросы;

2) исключение известных систематических погрешностей; систематическая погрешность принята по метрологическим характеристикам применяемых средств измерения;

3) установление окончательного результата измерений; процедура основана на сопоставлении максимальной разности из массива результатов измерения параметра в опыте с некоторым критическим диапазоном:

– пусть для j -ого опыта после исключения выбросов получено N_j результатов измерений y_{ji} ($i = 1 \dots N_j$) параметра y ;

– вычисляется оценка стандартного отклонения повторяемости в j -ом опыте:

$$S_r(y_j) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_j} \left(y_{ji} - \frac{\sum_{i=1}^{N_j} y_{ji}}{N_j} \right)^2}{N_j - 1}}, \quad (3.1)$$

– вычисляется оценка стандартного отклонения повторяемости для условий измерения каждого параметра в целом для всех опытов

$$S_r(y) = \frac{\sum_{j=1}^q S_r(y_j)}{q}, \quad (3.2)$$

где q – количество опытов, в которых измерялся параметр y ;

– из массива y_{ji} выбираются максимальное $(y_{ji})_{\max}$ и минимальное $(y_{ji})_{\min}$ значения, разность $[(y_{ji})_{\max} - (y_{ji})_{\min}]$ сопоставляется с критическим диапазоном $CR_{0,95}(N_j)$, который определяется как

$$CR_{0,95}(N_j) = f(N_j)S_r(y), \quad (3.3)$$

где $f(N_j)$ – коэффициент критического диапазона для числа элементов N_j при доверительной вероятности $P = 95 \%$, который определяется по табличным данным [109, 118];

– если разность $[(y_{ji})_{\max} - (y_{ji})_{\min}]$ не превышает критического диапазона $CR_{0,95}(N_j)$, то в качестве окончательного результата измерения принимается среднее арифметическое значение результатов всех N_j измерений:

$$\bar{y}_j = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} y_{ji}}{N_j}; \quad (3.4)$$

– если разность $[(y_{ji})_{\max} - (y_{ji})_{\min}]$ превышает критический диапазон $CR_{0,95}(N_j)$, то за окончательный результат измерения принимается медиана всех N_j измерений, вычисляемая следующим образом: выборка упорядочивается в порядке возрастания – составляется вариационный ряд из элементов y_p , где $p = 1 \dots N_j$; если число N_j нечетное, то медианой является элемент ряда

y_{m+1} , где $m = (N_j - 1)/2$; если число N_j четное, то медиана определяется как $(y_m + y_{m+1})/2$, где $m = N_j/2$;

4) вычисление оценки стандартного отклонения окончательных результатов измерений параметра в опыте:

$$S(\overline{y_j}) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_j} (y_{ji} - \overline{y_j})^2}{N_j(N_j - 1)}}; \quad (3.5)$$

5) определение доверительных границ погрешности окончательных результатов измерений:

– доверительные границы случайной составляющей погрешности окончательных результатов измерений ε_j (без учета знака) определяются через значение коэффициента Стьюдента [109, 118]:

$$\varepsilon_j = tS(\overline{y_j}), \quad (3.6)$$

где t – коэффициент Стьюдента, определяемый по табличным данным [109, 118] при числе измерений N_j и доверительной вероятности $P = 95 \%$;

– доверительные границы неисключенной систематической составляющей погрешности окончательных результатов измерений Θ_j принимаются как сумма известных пределов основных и дополнительных погрешностей средств измерений;

– доверительные границы погрешности окончательных результатов измерений Δ_j определяются при доверительной вероятности $P = 95 \%$ как

$$\Delta_j = 1,1\sqrt{\varepsilon_j^2 + \Theta_j^2}. \quad (3.7)$$

3.4.3. Обработка результатов в соответствии с целями испытаний

После определения окончательных результатов измерения параметров в опытах выполняется расчет фактических значений измеренных параметров теплоносителей в характерных точках установки в условиях каждого опыта, после чего результаты приводятся к номинальным условиям. Алгоритмы

расчетов в целом регламентированы руководящим документом [24]. В соответствии с целью настоящего этапа исследований, обработка результатов испытаний проводится по трем вариантам:

- вариант № 1 – отнесение невязки материального баланса по турбоустановке в условиях опыта к расходу свежего пара (такой метод соответствует требованиям действующих руководящих документов, регламентирующих проведение тепловых испытаний паровых турбин ТЭС и АЭС [24, 25]);

- вариант № 2 – отнесение невязки материального баланса по турбоустановке в условиях опыта к расходу турбинного конденсата (этот вариант рассматривается как второй крайний вариант, дающий вместе с вариантом № 1 возможный диапазон изменения показателей тепловой экономичности при разных методах сведения материального баланса по турбоустановке);

- вариант № 3 – сведение материального баланса с использованием предложенной в главе 2 диссертации методики, учитывающей реальные метрологические характеристики используемых средств измерения расхода.

Порядок расчетов укрупненно отражен на рисунке 3.2. В соответствии с этим порядком сведение материального баланса по турбоустановке по одному из трех рассматриваемых вариантов выполняется дважды для условий каждого опыта: на этапе расчета тарировочных поправок к показаниям основных расходомеров по тепловой схеме, а также на этапе расчета действительных расходов теплоносителей по тепловой схеме в условиях основных опытов. В Приложении 2 для примера выполнена подробная обработка данных по варианту № 1.



Рисунок 3.2. Порядок обработки результатов испытаний

Для расчета по варианту № 3 в соответствии с разработанной в главе 2 диссертации методикой необходимо разработать математическую модель структуры потоков в тепловой схеме. Для этого фактическая тепловая схема по рисунку 3.1 представлена в виде расчетной схемы на рисунке 3.3. Структура графа $G = (X, V)$, соответствующего схеме по рисунку 3.3, приведена на рисунке 3.4. При этом параллельные трубопроводы представлены в графе одной ветвью. Для обеспечения возможности проверки и сведения баланса для всей системы внешние потоки схемы условно заведены в первый узел.

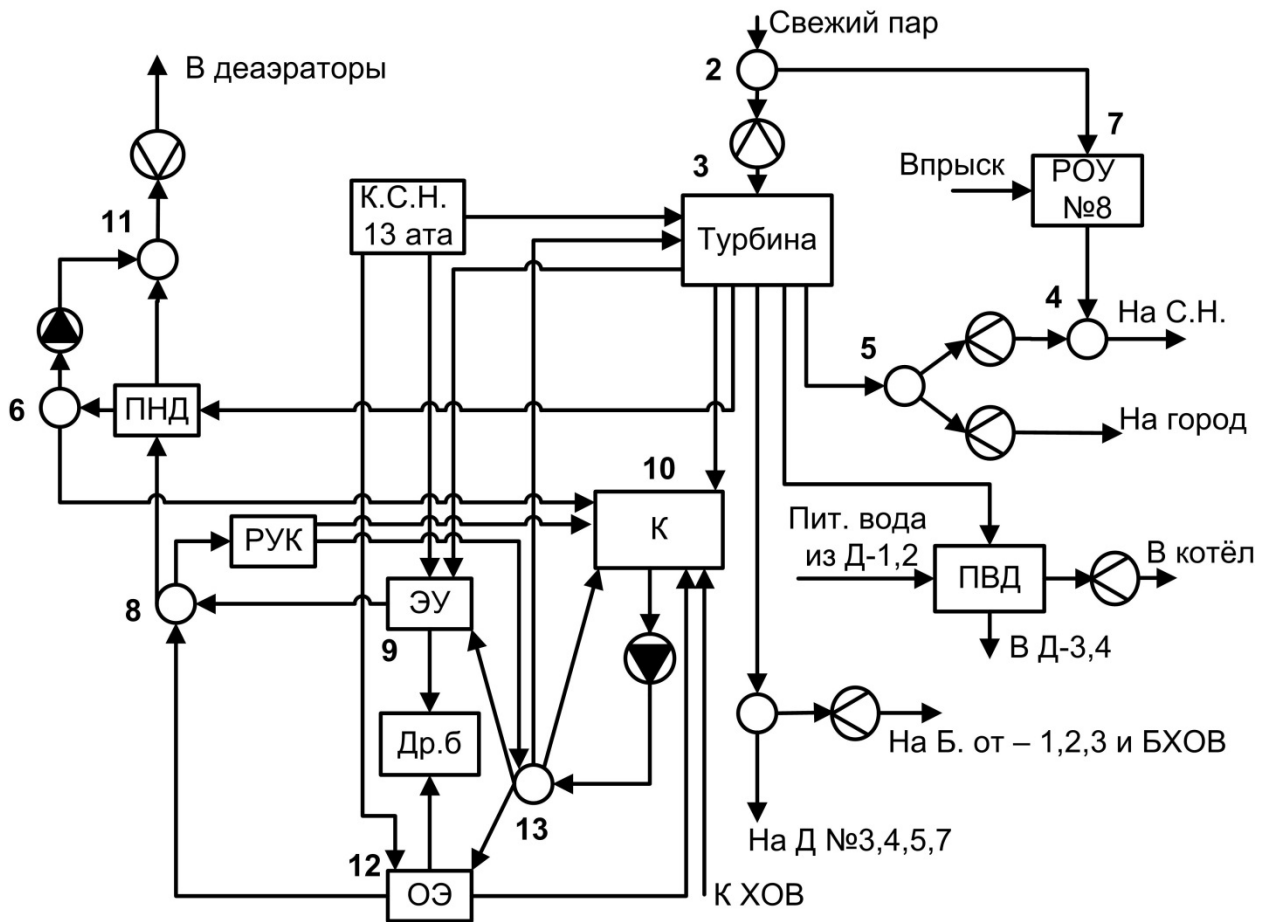


Рисунок 3.3. Расчетная тепловая схема турбоустановки для условий проведения основных опытов: обозначения соответствуют рисунку 3.1

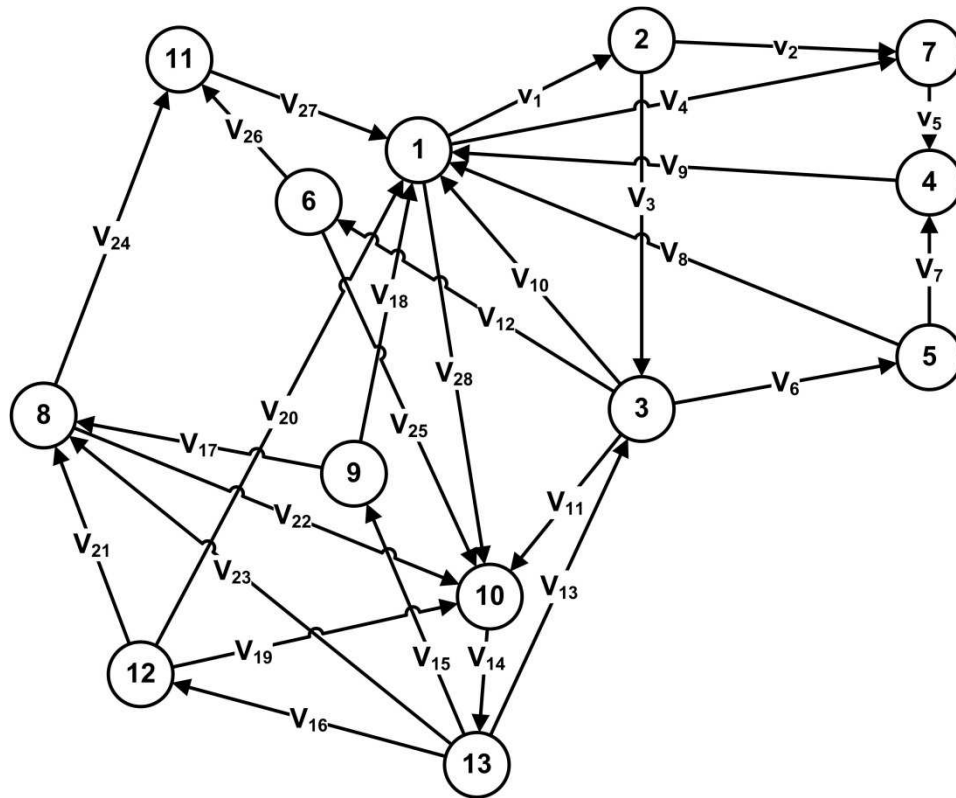


Рисунок 3.4. Структура графа $G=(X,V)$, соответствующего схеме по рисунку 3.3: номера узлов соответствуют обозначениям по рисунку 3.3; V_1 – расход свежего пара к турбоустановке; V_2 – расход свежего пара на РОУ; V_3 – расход свежего пара на турбину (суммарный по двум ниткам); V_4 – расход воды на впрыск в РОУ; V_5 – расход пара по холодной стороне РОУ; V_6 – суммарный расход пара производственного отбора турбины и отсоса с первой камеры переднего концевой уплотнения турбины; V_7 – расход пара производственного отбора через задвижку 2ПО; V_8 – расход пара производственного отбора на город, суммарный по 2-м ниткам; V_9 – расход пара на собственные нужды; V_{10} – суммарный расход пара из турбины в теплофикационный отбор, на ПВД, с отсосами паровоздушной смеси из крайних камер концевых уплотнений турбины за вычетом пара из К.С.Н. 13 ата в систему концевых уплотнений турбины; V_{11} – расход отработавшего пара в конденсатор турбины; V_{12} – расход пара из турбины на ПНД; V_{13} – расход основного конденсата на впрыск в выхлопной патрубок турбины; V_{14} – расход основного конденсата на напоре КЭН за вычетом расхода на рециркуляцию через задвижку K12; V_{15} – расход основного конденсата в ЭУ; V_{16} – суммарный расход основного конденсата в ОЭ; V_{17} – расход основного конденсата после ЭУ; V_{18} – суммарный расход рабочего пара ЭУ и отсосов пароводяной смеси из крайних камер концевых уплотнений турбины в ЭУ и дренажный бак; V_{19} – расход конденсата из ОЭ в конденсатор турбины; V_{20} – расход конденсата из ОЭ в дренажный бак; V_{21} – расход основного конденсата после ОЭ; V_{22} – расход основного конденсата через РУК в конденсатор турбины; V_{23} – суммарный расход основного конденсата с напора КЭН на РУК и через байпас ЭУ и ОЭ; V_{24} – суммарный расход основного конденсата через ПНД и байпас ПНД; V_{25} – расход конденсата греющего пара ПНД в конденсатор турбины; V_{26} – расход конденсата греющего пара ПНД через НС; V_{27} – расход основного конденсата в деаэраторы; V_{28} – суммарный расход добавочной воды в конденсатор и с присосами охлаждающей воды в конденсаторе

Матрица инцидентности графа, составленная по изложенным в главе 2 диссертации правилам, имеет вид:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ -1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (3.8)$$

По полученной модели структуры потоков формулируется оптимизационная задача в векторной постановке (2.6) с ограничениями (2.7) и (2.8). При этом метрологические ограничения (2.7) по каждому параметру V_i для условий каждого опыта определяются на основе данных о нормируемой погрешности соответствующих средств измерения параметров, а технологические ограничения (2.8) в виде предельно допустимого небаланса массы в j -ом узле рассчитывается с учетом входящих и выходящих потоков для данного узла, а также данных о нормируемой погрешности соответствующих средств измерения параметров. Оптимизационная задача решается методом статистического программирования, как показано в главе 2 диссертации. Для примера в таблицах 3.5 и 3.6 приведены исходные данные и результаты сведения материального баланса по турбоустановке для условий опыта № 10 по вариантам № 1 и 3.

Таблица 3.5

**Исходные данные и результаты сведения материального баланса
по вариантам № 1 и 3 для условий опыта № 1о**

Номер ветви графа по рисунку 3.4, i	Исходное значение расхода, V_{0i} , т/ч	Погрешность определения исходных значений расхода, %	Результат решения задачи V_i , т/ч	
			Вариант № 1	Вариант № 3
1	228,33	7,8	232,00	231,40
2	0	0	0	0
3	228,33	7,8	232,00	231,40
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	153,43	5,4	153,43	153,40
7	46,90	5,0	46,90	47,02
8	106,27	1,9	106,27	106,38
9	46,90	5,0	46,90	47,02
10	21,65	10,5	20,96	19,44
11	55,26	16,0	57,56	57,04
12	1,45	8,0	1,41	1,52
13	0	0	0	0
14	71,30	17,0	71,30	66,85
15	15,73	8,0	15,73	16,56
16	16,80	8,0	16,80	16,96
17	15,40	8,0	15,40	16,20
18	0,33	12,0	0,33	0,36
19	0,32	10,0	0,32	0,35
20	0,38	10,0	0,38	0,41
21	16,80	8,0	16,80	16,20
22	10,20	10,0	10,20	9,22
23	33,33	19,0	33,33	33,32
24	58,97	9,4	58,97	56,50
25	0	0	0	0
26	1,45	8,0	1,45	1,52
27	60,42	5,0	60,42	58,02
28	0,24	0,0	0,24	0,24

Таблица 3.6

**Небаланс массы в узлах до и после сведения материального баланса
по вариантам № 1 и 3 для условий опыта № 1о**

Номер узла по рисунку 3.4, j	Небаланс массы в узле					
	До сведения баланса		После сведения баланса			
			Вариант № 1		Вариант № 3	
	Абсолютный, т/ч	Относительный, % (от расхода свежего пара)	Абсолютный, т/ч	Относительный, % (от расхода свежего пара)	Абсолютный, т/ч	Относительный, % (от расхода свежего пара)
1	7,38	3,2	3,02	1,3	0,00	0,0
2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3	-3,46	-1,5	-1,36	-0,6	0,00	0,0
4	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
5	0,26	0,1	0,26	0,1	0,00	0,0
6	0,00	0,0	-0,04	0,0	0,00	0,0
7	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
8	-3,64	-1,6	-3,64	-1,6	0,00	0,0
9	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
10	-5,28	-2,3	-2,98	-1,3	0,00	0,0
11	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
12	-0,70	-0,3	-0,70	-0,3	0,00	0,0
13	5,44	2,4	5,44	2,3	0,00	0,0

Из приведенных данных видно, что в условиях опыта № 1о невязка материального баланса по узлам, рассчитанная по окончательным результатам измерения параметров в опытах, достигает 3,2 % от расхода свежего пара; после сведения баланса по варианту № 1 (регламентированному руководящими документами [24, 25]) – 2,3 %, а после сведения баланса по варианту № 3 невязки по всем узлам равны нулю.

3.4.4. Результаты вариантных расчетов

Результаты вариантных расчетов (при разных методах сведения материального баланса) приведены в таблице 3.7 и на рисунке 3.5.

Таблица 3.7

Результаты гарантийных испытаний турбоустановки

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	1о	2о	3о	4о	Номинальный режим
1. Расход свежего пара на турбоагрегат G_0 , т/ч:					
– по варианту № 1	232,0	240,1	247,8	239,3	237,5
– по варианту № 2	228,9	237,0	244,7	236,2	237,5
– по варианту № 3	231,4	239,6	247,1	238,8	237,5
2. Электрическая мощность на клеммах турбогенератора, приведенная к номинальным условиям N_T^H , кВт:					
– по варианту № 1	21984	24047	26904	24280	23590 ± 189 ($p=0,95$)
– по варианту № 2	21928	23967	26829	24208	24480 ± 196 ($p=0,95$)
– по варианту № 3	21981	24038	26898	24272	23770 ± 190 ($p=0,95$)

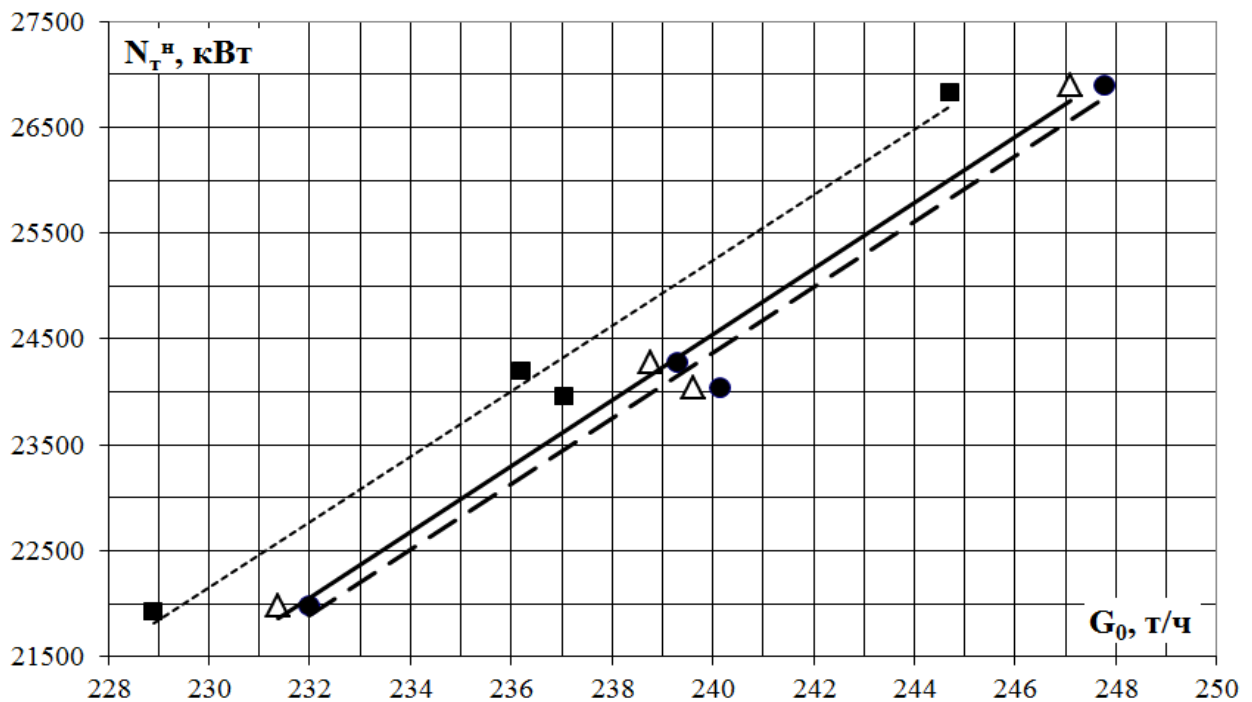


Рисунок 3.5. Результаты расчета электрической мощности N_T^H , приведенной к номинальным условиям, в опытах в зависимости от расхода свежего пара G_0 : точки – результаты расчета в опытах; ● и штриховая линия – расчет по варианту № 1; ■ и пунктирная линия – расчет по варианту № 2; △ и сплошная линия – расчет по варианту № 3

Из полученных данных следует, что от выбора метода сведения материального баланса значительно зависят показатели тепловой экономичности турбо-

агрегата: в данном случае при номинальном расходе свежего пара $G_0^H = 237,5$ т/ч искомая номинальная электрическая мощность составила для вариантов № 1, 2 и 3 соответственно 23590; 24480 и 23770 кВт, то есть варьируется с относительным отклонением 3,7 %; относительное отклонение N_T^H , определенной при использовании предложенной методики сведения материального баланса (с учетом реальных метрологических характеристик приборов контроля), от N_T^H , рассчитанной в соответствии с требованиями руководящего документа, составляет 0,8 %. Гарантированная заводом-изготовителем номинальная электрическая мощность турбоагрегата при фактической тепловой схеме его работы (при подаче в деаэратор питательной воды греющего пара из производственного отбора турбины) равна 23890 кВт. Нормируемая погрешность определения электрической мощности в испытаниях, обусловленная метрологическими характеристиками используемых приборов контроля, в данном случае составила 0,7 %. При выполнении обработки результатов испытаний в соответствии с требованиями руководящего документа (по варианту № 1) должен быть сделан вывод о том, что фактическая мощность при номинальных условиях меньше гарантированной заводом-изготовителем на 1,3 %, что превосходит погрешность испытаний, а при обработке результатов испытаний с использованием предложенной методики сведения материального баланса (по варианту № 3) это отклонение составляет 0,5 %, что может быть признано обусловленным погрешностью испытаний.

Таким образом, в конкретных случаях использование регламентированной руководящим документом упрощенной методики сведения материального баланса может оказаться критичным с точки зрения признания турбоагрегата соответствующим заявленным заводом-изготовителем характеристикам.

3.5. Выводы по третьей главе

1. Разработана методика, метрологическое обеспечение и проведены гарантийные тепловые испытания турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС после модернизации система автоматического регулирования с увеличением номинального расхода пара в регулируемый производственный отбор.

2. Разработанная методика сведения материальных балансов по результатам измерений параметров потоков теплоносителей в тепловой схеме использована при обработке результатов проведенных гарантийных тепловых испытаний турбоагрегата. Получены результаты вариантных расчетов, отражающих изменение экспериментально определяемых показателей тепловой экономичности турбоагрегата (в данном случае – номинальной электрической мощности) при различных способах сведения материального баланса турбоустановки в условиях опытов. Выявлено, что от выбора методики сведения балансов зависит признание турбоагрегата соответствующим гарантированным заводом-изготовителем показателям.

3. Полученные данные позволяют рекомендовать необходимость внесения изменений в действующие нормативные документы энергетической отрасли, регламентирующие порядок проведения и обработки результатов тепловых испытаний паровых турбины ТЭС и АЭС, в части метода сведения материального баланса по турбоустановке в условиях опытов.

Материалы главы 3 опубликованы в работах [134, 135, 143].

ГЛАВА 4. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ В ЗАДАЧАХ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС

Настоящий этап работы посвящен расчетным исследованиям по оценке изменения фактических и номинальных значений технико-экономических показателей (ТЭП) оборудования и значений резерва тепловой экономичности при использовании разработанной методики сведения материальных и энергетических балансов в расчете показателей тепловой экономичности действующих ТЭС различного типа: паротурбинной ТЭЦ неблочного типа (на примере Омской ТЭЦ-4, г. Омск) и парогазовой ТЭС (на примере ПГУ-ТЭС «Международная», г. Москва).

4.1. Паротурбинная ТЭЦ неблочного типа

4.1.1. Цель и задачи этапа работы

Целью работы в данном случае являлась реализация предложенной в главе 2 диссертации методики сведения материальных и энергетических балансов применительно к участку тепловой схемы ТЭЦ неблочного типа от расходомеров питательной воды за питательными насосами до расходомеров свежего пара турбоагрегатов.

Конкретные задачи при этом состояли в следующем:

- 1) разработка модели структуры потоков для рассматриваемого участка тепловой схемы ТЭЦ;
- 2) разработка программного модуля сведения материальных и энергетических балансов для рассматриваемого участка тепловой схемы ТЭЦ по данным системы технического учета;
- 3) оценка влияния способа сведения материальных и энергетических балансов для рассматриваемого участка тепловой схемы ТЭЦ на фактические и номинальные значения удельных расходов топлива на отпуск электрической

и тепловой энергии и величину резерва тепловой экономичности (перерасхода или экономии топлива в условном исчислении за отчетный период).

4.1.2. Характеристика электростанции

Омская ТЭЦ-4 – структурное подразделение Омского филиала АО «ТГК-11». Электростанция обеспечивает теплоснабжение промышленных предприятий района города Омска, а также теплоснабжение жилого сектора поселка Юбилейный. Электроэнергия, выработанная ТЭЦ, используется для покрытия электрических нагрузок Омской энергосистемы, входящей в состав единой энергосистемы Сибири.

В состав Омской ТЭЦ-4 входит следующее основное оборудование:

- шесть турбоагрегатов:

- два противодавленческих турбоагрегата Р-50-130/15 ЛМЗ ст. № 4, 5,

- два теплофикационных турбоагрегата Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 6, 7,

- один противодавленческий турбоагрегат Р-100-130/15 ТМЗ ст. № 8 (не используется, находится на консервации),

- один теплофикационный турбоагрегат с двумя теплофикационными и двумя производственными отборами типа ПТ-135/165-130/15 ТМЗ ст. № 9.

- девять энергетических котлов:

- три пылеугольных котла типа БКЗ-320-140 ст. № 4-6,

- один котел, переведенный для работы на газе, БКЗ-420-140 ст. № 7,

- пять пылеугольных энергетических котлов БКЗ-420-140 ст. № 8-12.

Установленная мощность станции: электрическая – 535 МВт, тепловая – 1744,5 МВт, в том числе отборов турбин 1632,9 МВт (из них в паре производственных отборов 1028 МВт или 63 %).

Проектным топливом котлов является Экибастузский каменный уголь, резервным – мазут, топливное хозяйство рассчитано на производительность по углю 1000 т/ч. С 2004 года также начато сжигание природного газа.

Поскольку объектом реализации предложенной методики сведения материальных и энергетических балансов в данном случае является участок тепловой схемы от расходомеров питательной воды за питательными насосами до расходомеров свежего пара турбоагрегатов, далее рассмотрим подробнее соответствующие этому участку тепловой схемы технологические системы ТЭЦ.

Технологическая схема главных паропроводов представлена на рисунке 4.1. Тепловая схема ТЭС – с поперечными связями. Свежий пар давлением 140 ата от котлов ст. № 4-12 направляется как в общестанционный коллектор свежего пара давлением 140 ата, так и непосредственно на противостоящий соответствующему котлу турбоагрегат (за исключением котла ст. № 6). Для обеспечения аварийного резервирования снабжения паром потребителей на станции установлено несколько редуционно-охладительных установок.

Технологическая схема питательной воды представлена на рисунке 4.2. Все деаэраторы питательной воды имеют общие уравнительные трубопроводы по пару и воде. Питательная вода после деаэраторов подается в общий коллектор всаса питательных электронасосов (ПЭН). Далее девятью ПЭН питательная вода перекачивается в коллектор холодной питательной воды (КХПВ), и, пройдя через группы ПВД-4, 5, 6, 7, 8, 9, поступает в коллектор горячей питательной воды (КГПВ) и далее – в котлы ТЭЦ. Питательная вода может подаваться из КХПВ в КГПВ помимо ПВД через холодный стояк. Холодный стояк расположен за ПВД-9. Имеются отборы холодной питательной воды на РОУ-5, горячей питательной воды на РОУ-3, 4, БРОУ-3.

Технологическая схема непрерывной и периодической продувки котлов 1 очереди представлена на рисунке 4.3; 2 очереди – на рисунке 4.4. Непрерывная продувка котлов утилизируется в расширителях. Пар из расширителей первой ступени направляется в паровой коллектор 6 ата, из второй – в паровой коллектор 1,2 ата. Конденсат второй ступени направляется в систему гидрозолоудаления (ГЗУ). Периодическая продувка через расширитель периодической продувки сбрасывается в систему ГЗУ, а выпар – в атмосферу.

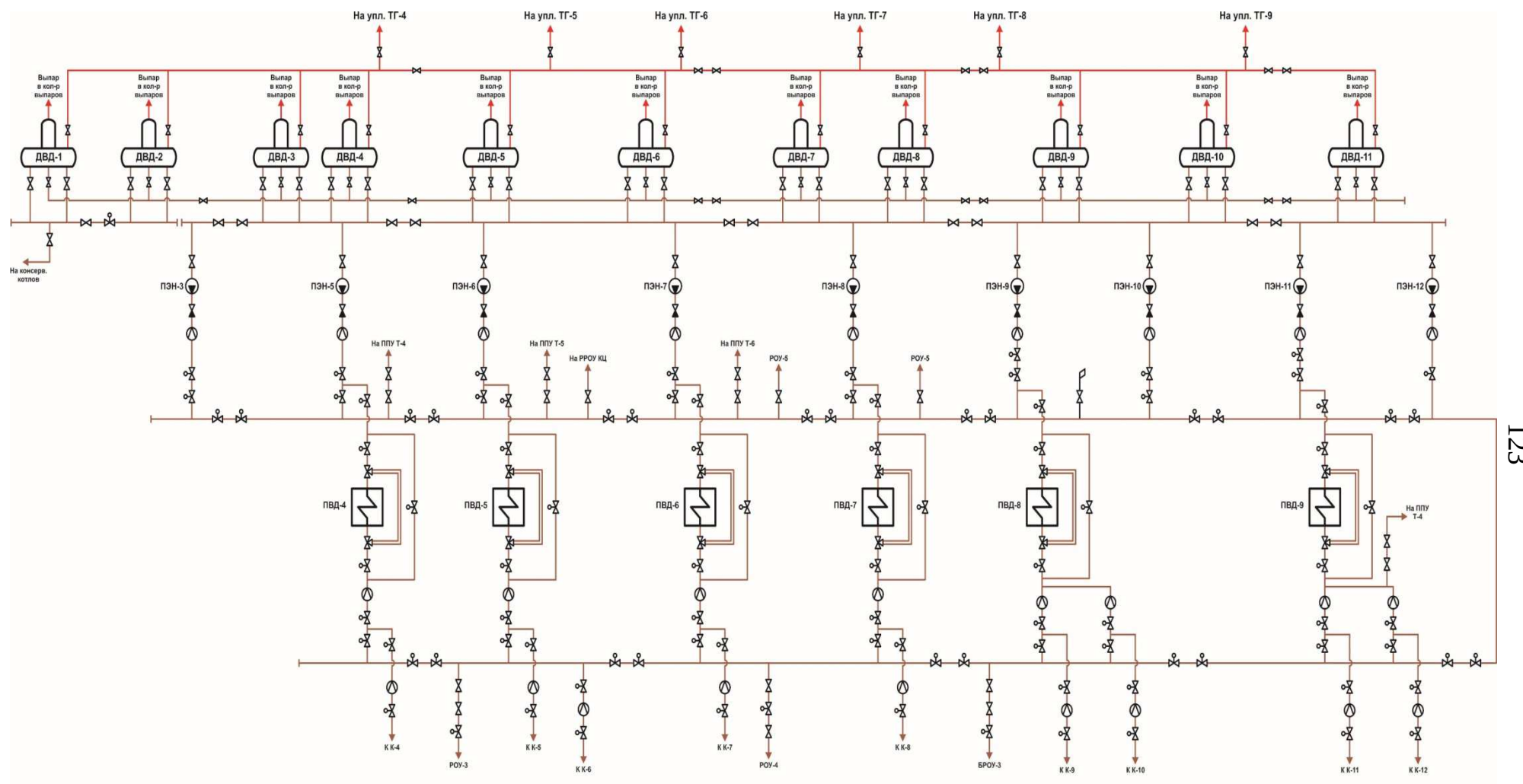


Рисунок 4.2. Технологическая схема питательной установки ТЭЦ

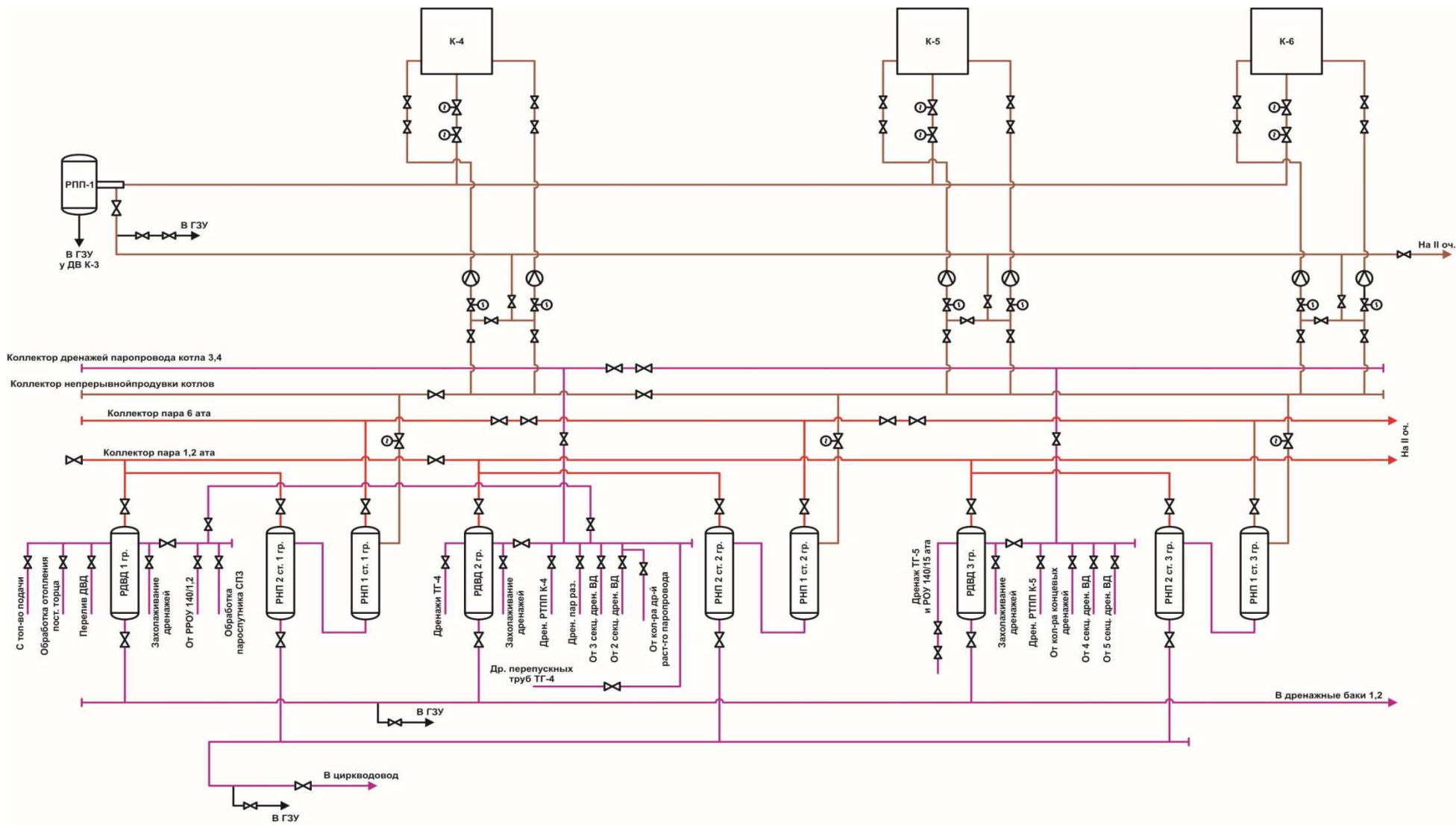


Рисунок 4.3. Технологическая схема продувки котлов 1 очереди ТЭЦ

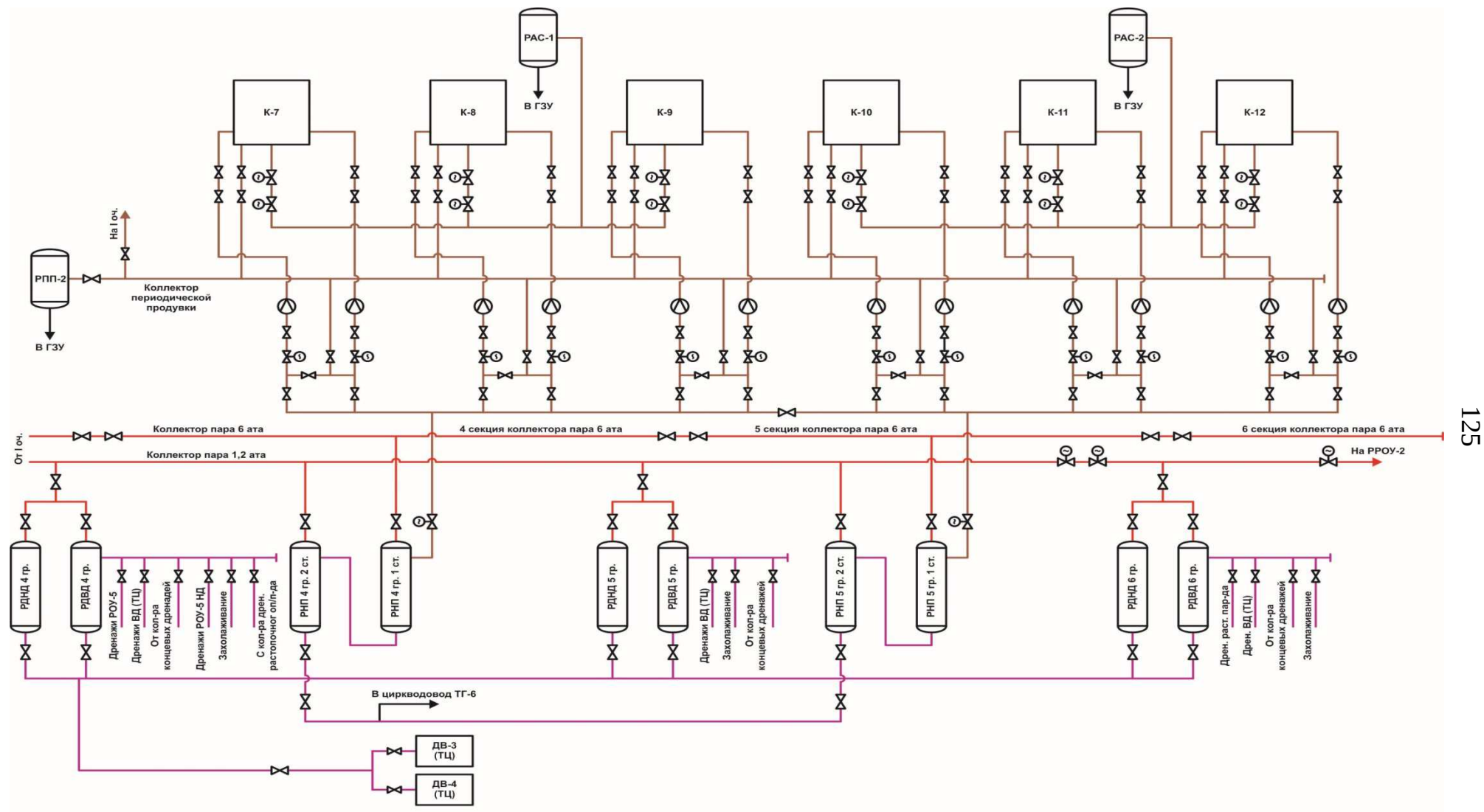


Рисунок 4.4. Технологическая схема продувки котлов 2 очереди ТЭС

4.1.3. Порядок решения задачи сведения материальных балансов для участка тепловой схемы ТЭЦ

Порядок разработки модели структуры потоков для рассматриваемого участка тепловой схемы ТЭЦ, а также особенности постановки и решения оптимизационной задачи сведения материальных и энергетических балансов подробно описаны в главе 2 диссертации, поскольку рассматриваемый в ней пример принят непосредственно для Омской ТЭЦ-4.

Здесь необходимо отметить, что в соответствии с разработанным подходом параллельные трубопроводы при переходе от реальных технологических схем ТЭЦ по рисункам 4.1–4.4 к упрощенной тепловой схеме объекта (см. рисунок 2.1) могут быть представлены одной ветвью. Таким образом, задача сведения балансов для ТЭЦ с поперечными связями по питательной воде и пару сводится к задаче сведения балансов для некоторого модельного энергоблока. Значения расходов теплоносителя V_i по ветвям графа, моделирующего участок упрощенной тепловой схемы по рисунку 2.1, определяются суммированием расходов по соответствующим параллельным ветвям, а энтальпии потоков и погрешность определения априорных значений расходов в этом случае рассчитываются как средневзвешенные значения.

Решение задачи сведения балансов для рассматриваемого участка тепловой схемы в данном случае реализовано путем интеграции разработанной методики совместного сведения материальных и энергетических балансов в программный комплекс «ТЭС-Эксперт», разработанный ЗАО «Ивэнергосервис» (г. Иваново) и предназначенный для расчета фактических, номинальных и нормативных ТЭП и оптимизации загрузки оборудования ТЭЦ. Реализованные в программном комплексе «ТЭС-Эксперт» алгоритмы расчета ТЭП работы оборудования разработаны в соответствии с требованиями действующих нормативных документов энергетической отрасли [19, 21, 23].

4.1.4. Результаты исследований

Разработанная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов для участка тепловой схемы ТЭЦ прошла тестирование в составе программного комплекса «ТЭС-Эксперт», разработанного для Омской ТЭЦ-4, в течение года. При этом она ежемесячно использовалась для сведения балансов по рассматриваемому участку тепловой схемы ТЭЦ на предварительном этапе расчета ТЭП работы оборудования. Для оценки влияния метода сведения балансов на итоговые показатели тепловой экономичности ТЭЦ проводились варианты расчеты: расчеты без сведения балансов, а также при их сведении в рамках различных рассмотренных в главе 2 диссертации постановок задачи.

Для примера в таблице 4.1 приведены результаты вариантных расчетов ТЭП, а также величина резерва тепловой экономичности (выраженная в суммарном перерасходе или экономии топлива) за один из месяцев. В каждом из вариантов расчета в полном объеме выполнены требования нормативных документов в части сведения теплового, топливного и электрического балансов ТЭЦ. Однако каждый раз использованы разные исходные значения рассматриваемых основных потоков теплоносителя, полученные при сведении балансов при различных изложенных в главе 2 диссертации постановках оптимизационной задачи: вариант № 1 – при отсутствии сведения балансов; варианты №2, 3 и 4 – при сведении только материальных балансов (вариант № 2 – аналитическое решение (2.5) при скалярной постановке задачи (2.4); вариант № 3 – численное решение при скалярной постановке задачи (2.4); вариант № 4 – численное решение при векторной постановке задачи (2.6) с учетом ограничений (2.7), (2.8)); варианты № 5 и 6 – при совместном сведении материальных и энергетических балансов при векторной постановке задачи с учетом ограничений (2.15), (2.16) (вариант № 5 – с использованием аддитивного критерия оптимизации при равных весовых коэффициентах крите-

риев; вариант № 6 – с использованием мультипликативного критерия оптимизации при равных весовых коэффициентах критериев).

Таблица 4.1

Результаты расчета ТЭП работы оборудования ТЭЦ при различных вариантах определения исходных значений расходов теплоносителей по тепловой схеме

Показатель, единица измерения	Значение показателя при разных вариантах сведения балансов					
	1	2	3	4	5	6
Фактический удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии $b_{э}^{(ф)}$, г у.т./ (кВт.ч)	360,5	360,5	360,5	360,5	360,4	360,5
Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии $b_{э}^{(нр)}$, г у.т./ (кВт.ч)	355,1	357,8	359,8	358,9	357,3	357,4
Фактический удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии $b_{тэ}^{(ф)}$, кг у.т./ГДж	43,80	43,80	43,80	43,80	43,83	43,80
Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии $b_{тэ}^{(нр)}$, кг у.т./ГДж	43,57	43,61	43,80	43,73	43,71	43,71
Резерв тепловой экономичности ΔB , т у.т./месяц (положительное значение – перерасход топлива, отрицательное значение – экономия топлива)	1054	610	117	324	570	545

Из полученных данных видно, что фактические значения удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии ($b_{э}^{(ф)}$) и тепловой энергии ($b_{тэ}^{(ф)}$) практически не зависят от применяемой методики сведения материального баланса, поскольку суммарный расход сожженного топлива, отпуск тепловой и электрической энергии являются данными коммерческого учета, то есть характеризуются высокой степенью достоверности. Но нормативные значения удельных расходов топлива ($b_{э}^{(нр)}$) и ($b_{тэ}^{(нр)}$), зависящие от фактических нагрузок каждого агрегата и, следовательно, от способа сведения балансов, изменяются в большей степени. Соответственно и итоговая величина перерасхода топлива ΔB (определяемая по разности фактических и норматив-

ных значений удельных расходов топлива с умножением их на соответствующий отпуск энергии – электрической или тепловой) отличается для некоторых вариантов практически на порядок. Очевидно, наиболее представительными следует считать результаты расчетов, полученные при совместном сведении материальных и энергетических балансов (варианты № 5 и 6).

Приведенный пример доказывает, что влияние способа сведения материального баланса на значения итоговых показателей тепловой экономичности ТЭС может быть весьма существенным. Ошибка, вызванная некорректным сведением балансов или же отсутствием работы по сведению балансов, сопоставима с искомым показателем – резервом тепловой экономичности оборудования. Это необходимо учитывать при разработке метрологического обеспечения реализуемого на ТЭС технологического процесса и выборе метода сведения материальных балансов по данным первичного учета.

Результаты аналогичных расчетов резерва тепловой экономичности, выполненных за каждый из месяцев базового года, отражены в таблице 4.2 и на рисунке 4.5. При этом в сопоставлении показаны результаты расчетов без сведения балансов (вариант № 1) и при совместном сведении материальных и энергетических балансов при векторной постановке задачи с учетом ограничений (2.15), (2.16) с использованием аддитивного критерия оптимизации при равных весовых коэффициентах критериев (вариант № 5); на рисунке отражены также результаты расчета резерва тепловой экономичности по обратному балансу (как сумма составляющих резерва тепловой экономичности из-за отклонения фактических и номинальных показателей работы каждого отдельного агрегата).

Таблица 4.2

Результаты расчета резерва тепловой экономичности ТЭЦ по месяцам года

Период	Резерв тепловой экономичности, т у.т.			Отклонение, %	
	При различных вариантах сведения балансов		По сумме составляющих резерва тепловой экономичности по отдельным агрегатам	ΔB_{B-1} от $\Delta B_{\text{сумм}}$	ΔB_{B-5} от $\Delta B_{\text{сумм}}$
	Вариант №1	Вариант №5			
	ΔB_{B-1}	ΔB_{B-5}			
			$\Delta B_{\text{сумм}}$		
Январь	1 054	570	585	44,5	-2,6
Февраль	428	219	228	46,7	-4,3
Март	1 545	1 764	1 785	-15,5	-1,2
Апрель	469	322	318	32,2	1,0
Май	714	796	812	-13,7	-2,0
Июнь	628	462	477	24,0	-3,2
Июль	-142	-277	-284	-100,3	-2,5
Август	480	340	328	31,7	3,5
Сентябрь	858	675	700	18,4	-3,8
Октябрь	489	585	605	-23,7	-3,4
Ноябрь	605	750	769	-27,1	-2,6
Декабрь	1 458	1 308	1 328	8,9	-1,5
ГОД	8 586	7 512	7 651	10,9	-1,9

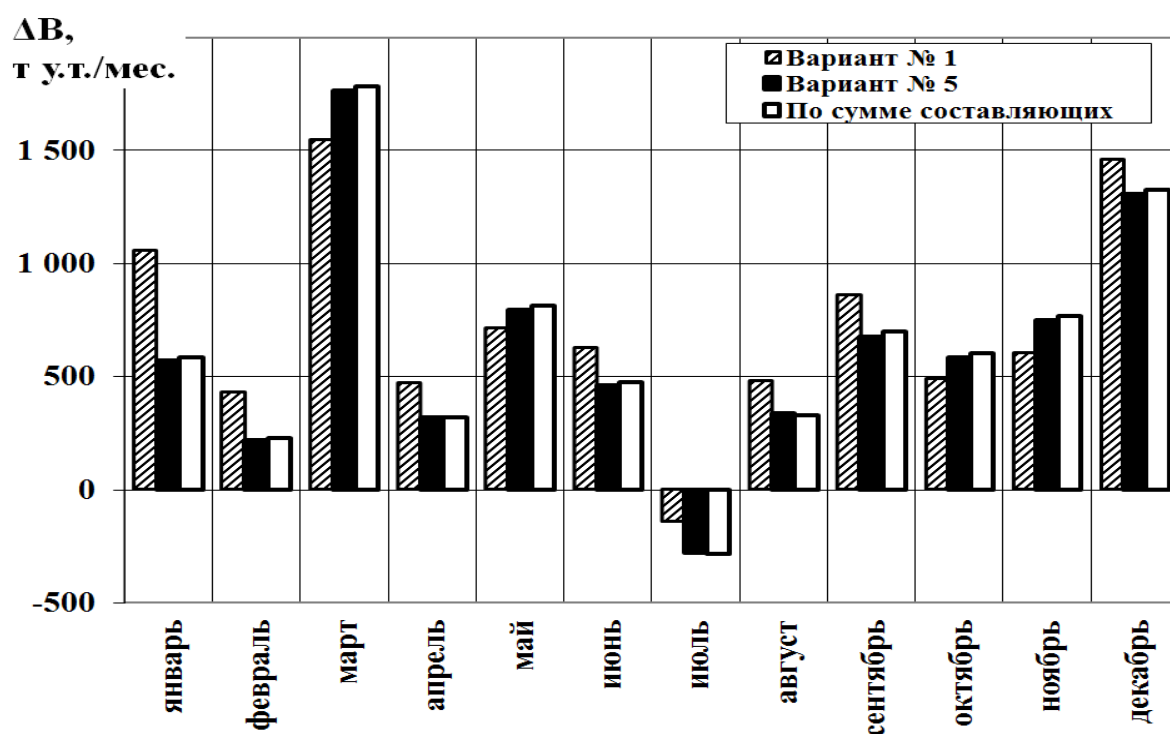


Рисунок 4.5. Результаты расчета резерва тепловой экономичности ТЭЦ по месяцам года

Важное замечание: из методики расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС, регламентированной нормативными документами энергетической отрасли России [21], следует, что при правильном расчете фактических и номинальных показателей тепловой экономичности резерв тепловой экономичности, рассчитанный по прямому балансу (через значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии и собственно величины отпуска тепловой и электрической энергии), должен совпадать с резервом тепловой экономичности, рассчитанным по обратному балансу (как сумма составляющих резерва тепловой экономичности отдельных агрегатов). Это можно рассматривать как косвенное подтверждение правильности технического учета и расчетов ТЭП работы оборудования.

В данном случае видно, что использование разработанного программного модуля по сведению балансов для рассматриваемого участка тепловой схемы ТЭЦ обеспечивает существенно более полное совпадение значений резерва тепловой экономичности, рассчитанных по прямому и обратному балансам: в среднем за год отклонение составило 1,9 % при изменении его по месяцам от –4,3 до 3,5 %. При отсутствии сведения балансов это отклонение составляет в среднем за год 10,9 % с отклонениями по месяцам от –100,3 до 46,7 %.

Из результатов расчетов следует, что для условий Омской ТЭЦ-4 увеличение невязки материального баланса схемы главных паропроводов на 1 % приводит в среднезимнем режиме к ошибке в определении перерасхода топлива в условном исчислении около 500 тонн за месяц. При существующем (регламентированном нормативными документами) подходе к оценке достоверности данных системы технического (первичного) учета указанные затраты могут быть списаны на недостатки эксплуатации либо плохое техническое состояние оборудования, а отчетные показатели тепловой экономичности ТЭС окажутся искаженными.

Сведение балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности оборудования обеспечивает не только существенное повышение

достоверности расчета составляющих резерва тепловой экономичности, но и практически полное совпадение фактических и номинальных значений промежуточных показателей тепловой экономичности отдельных турбоагрегатов. Для примера на рисунке 4.6 представлены в сопоставлении фактические и номинальные значения расходов свежего пара по турбоагрегатам с конденсацией пара и регулируемыми отборами – типа Т и ПТ. На практике для турбоагрегатов именно этих типов возникает проблема с обеспечением сходимости номинальных и фактических значений показателей тепловой экономичности.

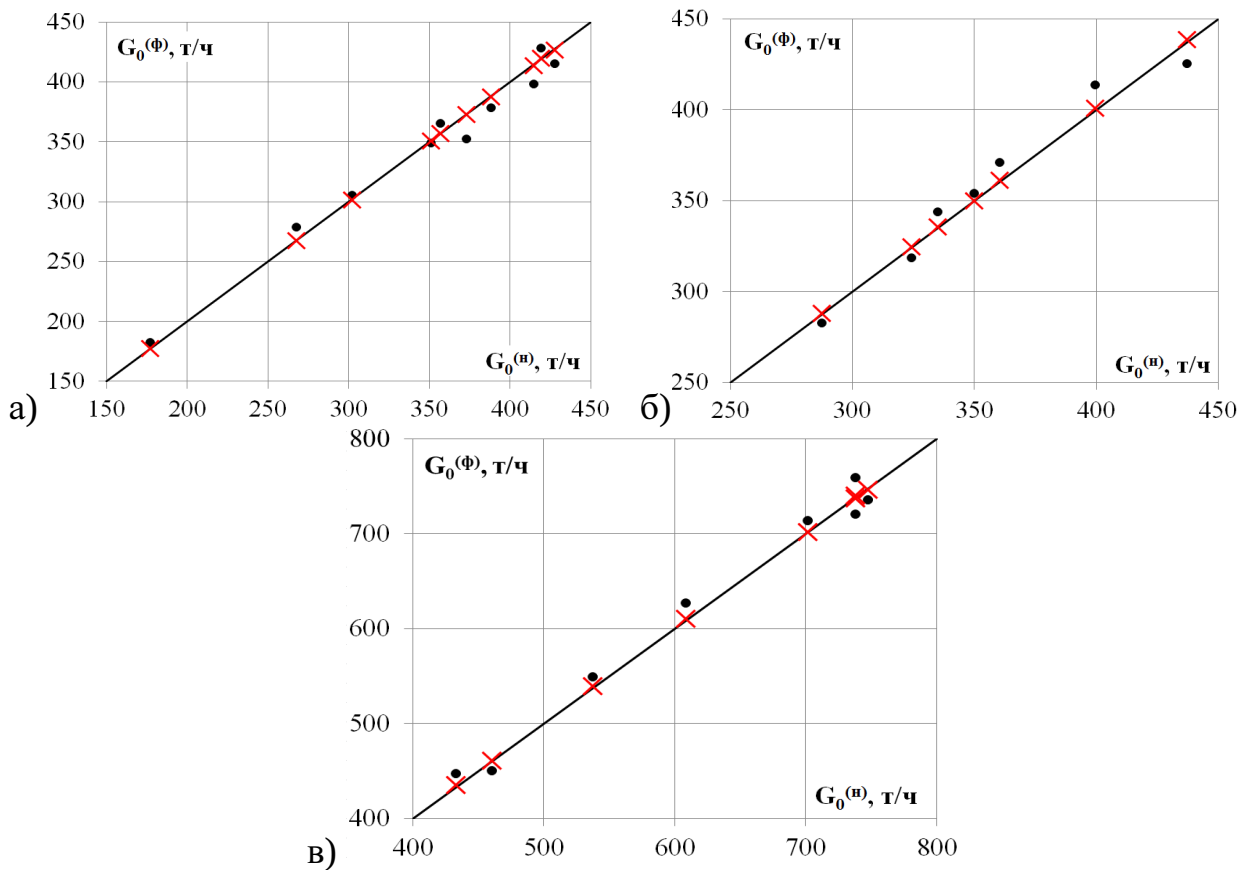


Рисунок 4.6. Сопоставление фактических и номинальных расходов свежего пара по турбоагрегатам ТЭЦ по месяцам года: а) – турбоагрегат Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 6; б) – турбоагрегат Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 7; в) – турбоагрегат ПТ-135/165-130/15 ТМЗ ст. № 9; $G_0^{(ф)}$ и $G_0^{(н)}$, т/ч – соответственно фактические и номинальные значения расходов свежего пара; линии – совпадение фактических и номинальных значений; ● – при отсутствии сведения балансов по данным технического учета (в качестве фактических значений принимаются результаты измерений в соответствии с вариантом № 1); X – при сведении балансов по разработанной методике (в качестве фактических значений принимаются значения, полученные по результатам сведения балансов по варианту № 5)

В данном случае при отсутствии сведения балансов по данным технического учета (то есть при использовании в качестве фактических значений расходов свежего пара их измеренных значений) по всем турбоагрегатам фактические и номинальные показатели существенно отклоняются друг от друга, причем то в большую, то в меньшую сторону: по турбоагрегату Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 6 отклонение в среднем за год составило 0,23 % с отклонениями по месяцам от –5,5 до 4,3 %; по турбоагрегату Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 7 – в среднем за год 0,61 %, по месяцам – от –2,7 до 3,5 %; по турбоагрегату ПТ-135/165-130/15 ТМЗ ст. № 9 – в среднем за год 0,83 %, по месяцам – от –2,4 до 3,3 %.

Если же фактические значения расхода свежего пара определяются в ходе сведения балансов, то рассматриваемые отклонения приближаются к нулю: по турбоагрегату Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 6 – в среднем за год 0,03 % с отклонениями по месяцам от –0,3 до 0,3 %; по турбоагрегату Т-100/120-130 ТМЗ ст. № 7 – в среднем за год 0,19 %, по месяцам – от 0,1 до 0,3 %; по турбоагрегату ПТ-135/165-130/15 ТМЗ ст. № 9 – в среднем за год 0,15 %, по месяцам – от –0,1 до 0,4 %.

Практическое использование результатов работы на Омской ТЭЦ-4 подтверждено актом внедрения (см. Приложение 1 диссертации).

4.2. Парогазовая ТЭС

4.2.1. Цель и задачи этапа работы

Целью работы в данном случае являлась реализация предложенной в главе 2 диссертации методики сведения материальных и энергетических балансов применительно к тепловой схеме ТЭС парогазового цикла с учетом связей по тепловым потокам между отдельными технологическими системами: пароводяным трактом ТЭС и схемой подогрева сетевой воды.

Конкретные задачи при этом состояли в следующем:

- 1) разработка модели структуры потоков в тепловой схеме ТЭС;

2) разработка программного модуля сведения материальных и энергетических балансов для рассматриваемого случая;

3) оценка влияния способа сведения материальных и энергетических балансов для рассматриваемого случая на фактические и номинальные значения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и показатели отдельных агрегатов энергоблоков ПГУ.

4.2.2. Характеристика электростанции

ТЭС «Международная» (г. Москва) спроектирована для электроснабжения и централизованного теплоснабжения объектов ММДЦ «Москва-Сити» и отпуска электроэнергии в сети «Мосэнерго», состоит из двух энергоблоков: ПГУ-116 и ПГУ-120 с суммарной установленной электрической мощностью 236 МВт.

ПГУ-116 первой очереди и ПГУ-120 второй очереди являются установками комбинированного цикла, выполнены по схеме «2 + 1» с двумя газотурбинными установками (ГТУ), двумя котлами – утилизаторами (КУ) двух давлений и одной паровой турбиной (ПТ). Основной режим работы энергоблока: 2 ГТУ + 2 КУ + ПТ.

Состав оборудования ПГУ-116:

– две газовые турбины типа GTX-100 ст. № ГТ-1 и ГТ-2 с установленной электрической мощностью $2 \times 43 = 86$ МВт;

– два паровых котла-утилизатора типа HRSG ст. № КУ-1 и КУ-2 двух давлений номинальной паропроизводительностью контура высокого давления по 58,97 т/ч, номинальной паропроизводительностью контура низкого давления по 14,22 т/ч с подогревателями сетевой воды (ВВТО);

– паровая теплофикационная противодавленческая турбина среднего давления типа SST-700 (VAX MP16-DH) ст. № ПТ-3 производства SIEMENS номинальной электрической мощностью 30 МВт и тепловой мощностью 95,4 МВт с двумя нерегулируемыми отборами пара: производственным и

теплофикационным (на собственные нужды и теплофикационную установку: ПСГ-1, ПСГ-2);

– водогрейный котел типа КВГМ-139,6-150 модели ПТВМ-120Э ст. №1 ПВК с установленной тепловой мощностью 139,6 МВт.

Состав оборудования ПГУ-120:

– две газовые турбины типа SGT-800 ст. № ГТ-4 и ГТ-5 номинальной электрической мощностью $2 \times 45 = 90$ МВт;

– два паровых котла-утилизатора типа HRSG ст. № КУ-1 и КУ-2 двух давлений номинальной паропроизводительностью контура высокого давления по 58,97 т/ч, номинальной паропроизводительностью контура низкого давления по 14,22 т/ч с подогревателями сетевой воды (ВВТО);

– паровая теплофикационная противодавленческая турбина среднего давления типа SST-700 (VAX MP16-DH) ст. № ПТ-6 производства SIEMENS номинальной электрической мощностью 30 МВт и тепловой мощностью 95,4 МВт с двумя нерегулируемыми отборами пара: производственным и теплофикационным (на собственные нужды и теплофикационную установку: ПСГ-1, ПСГ-2);

– водогрейный котел КВГМ-151,2-150 ст. № 2ПВК с установленной тепловой мощностью 151,2 МВт.

Основным и резервным топливом газотурбинных установок и пиковых водогрейных котлов является природный газ.

На энергоблоке первой очереди ПГУ-116 установлены газотурбинные установки GTX-100 ст. № ГТ-1 и ГТ-2 производства ALSTOM PS AB, энергоблок второй очереди ПГУ-120 укомплектован газотурбинными установками SGT-800 ст. № ГТ-4 и ГТ-5 производства SIEMENS AG Energy. Байпасирование дымовых газов газотурбинных установок помимо котлов-утилизаторов не предусмотрено.

Газотурбинные установки GTX-100 и SGT-800 представляют собой одновальный газотурбинный двигатель, работающий по простому открытому термодинамическому циклу, относятся к установкам серии «F».

Конструктивно газотурбинные установки включают в себя комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ); оборудование антиобледенительной системы; воздуховод подачи воздуха к компрессору; собственно осевой 15-ступенчатый компрессор с внешними отборами воздуха за 3, 5 и 10 ступенями; кольцевую многогорелочную камеру сгорания противоточного типа; 3-ступенчатую газовую турбину; газоход выхлопных газов; турбогенератор; понижающий редуктор; вспомогательные системы.

Номинальная температура газов перед газовой турбиной составляет 1180 °С. Температура газов в камере сгорания варьируется в диапазоне 1500–2000 °С, охлаждение газового потока перед проточной частью турбины осуществляется путем его смешения со вторичным воздухом. Номинальная температура газов на выхлопе газовой турбины равна 549,3 °С. Расчетная степень сжатия компрессора равна 20. Подача природного газа в камеру сгорания газотурбинной установки осуществляется от газодожимных компрессоров. Расчетный расход рабочего тела через проточную часть газовой турбины при номинальных условиях – 121,2 кг/с.

Номинальный абсолютный электрический КПД брутто газотурбинных установок каждого типа – 37 %. Мощность установки регулируется входным направляющим аппаратом компрессора.

На энергоблоках первой и второй очередей (ПГУ-116 и ПГУ-120) установлены паровые котлы-утилизаторы КУ-1, КУ-2, КУ-4 и КУ-5 типа HRSG (Heat Recovery Steam Generator) двух давлений без дожигания топлива, предназначенные для утилизации теплоты уходящих газов газотурбинных установок и выработки пара скользящих параметров для паровых турбин парогазовых установок. Котлы подключены блочно к соответствующим газотурбинным установкам.

Конструктивно котел-утилизатор HRSG представляет собой вертикальный газоплотный котел с принудительной циркуляцией среды в испарительных поверхностях контуров высокого и низкого давлений. Поверхности нагрева котла скомпонованы в пять модулей (по ходу движения газов): паро-

перегреватель высокого давления 2 и 1 ступеней; испаритель высокого давления, экономайзер высокого давления 3 и 2 ступеней, пароперегреватель и испаритель низкого давления, экономайзер низкого давления 2 и 1 ступеней и экономайзер высокого давления 1 ступени. Модули с горизонтальным расположением труб закреплены на несущих «горячих» балках, размещенных в газоходе. Входной и выходной газоходы котла оборудованы матерчатыми гибкими компенсаторами с тепловой изоляцией. Котлы оснащены подогревателями сетевой воды (ВВТО), греющей средой которых является питательная вода из тракта экономайзера низкого давления. Кроме того, часть расхода питательной воды после экономайзера низкого давления отбирается в качестве греющей воды в деаэратор питательной воды.

Продувка контура высокого давления выполняется в контур низкого давления. Продувка контура низкого давления выполнена в пусковой расширитель.

Котлы-утилизаторы оборудованы питательными насосами контуров высокого и низкого давлений, насосами рециркуляции среды контуров высокого и низкого давлений, насосом подогревателя сетевой воды ВВТО.

Основные технические характеристики котлов-утилизаторов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Основные технические характеристики котлов-утилизаторов

Наименование показателя, единица измерения	Значение
1. Температура газов на входе в котел, °С:	
номинальная	541
максимальная	600
2. Температура уходящих газов на выходе из котла, °С:	
номинальная	111
максимальная	121
3. Номинальный расход газов через котел, кг/с	133,6
4. Номинальная температура питательной воды, °С	91
5. Паропроизводительность контура высокого давления, т/ч:	
номинальная	58,97
максимальная	62,39

Окончание таблицы 4.3

Наименование показателя, единица измерения	Значение
6. Давление пара контура высокого давления за котлом, МПа:	
номинальное	8,16
максимальное	8,61
минимальное	5,37
7. Номинальная температура пара контура высокого давления за котлом, °С	511±2
8. Паропроизводительность контура низкого давления, т/ч:	
номинальная	14,22
максимальная	16,49
9. Давление пара контура низкого давления за котлом, МПа:	
номинальное	0,70
максимальное	0,76
минимальное	0,38
10. Номинальная температура пара контура низкого давления за котлом, °С	215±10
11. Расход греющей воды в ВВТО, т/ч:	
номинальный	24,62
максимальный	25,56
12. Номинальная тепловая мощность ВВТО, кВт	2518

На энергоблоках № 1 и 2 (ПГУ-116 и ПГУ-120) установлены паровые турбины типа SST-700 (VAX MP16-DH) ст. № ПТ-3 и ПТ-6 производства SIEMENS.

Турбина представляет собой одноцилиндровую теплофикационную противодавленческую турбину среднего давления с дроссельным парораспределением с приводом турбогенератора через понижающий редуктор, предназначенную для работы с котлами-утилизаторами двух давлений. Проточная часть включает 14 ступеней давления и разделена на два основных отсека: пар высокого давления поступает через паровпуск турбины, проходит 11 ступеней; после 11 ступени в камеру смешения подводится пар контура низкого давления; за 12 ступенью осуществляется нерегулируемый отбор пара в коллектор собственных нужд (используемый в качестве греющего пара деаэраторов питательной воды и подпитки теплосети); за 13 ступенью выполнен отбор пара на сетевой подогреватель второй ступени (ПСГ-2), а пар в сетевой подогреватель первой ступени (ПСГ-1) поступает с выхлопа турбины.

Сетевая установка турбины, кроме того, включает также подогреватель третьей ступени, в который преимущественно поступает пар после БРОУ контуров высокого и низкого давлений. Паровые турбины укомплектованы суховоздушными градирнями (СВГ), предназначенными для обеспечения, при необходимости, конденсационной выработки электроэнергии.

Основные технические характеристики паровых турбин приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Основные технические характеристики паровых турбин

Наименование показателя, единица измерения	Значение	
	ПТ-3	ПТ-6
1. Номинальная электрическая мощность, МВт	30	30
2. Номинальная тепловая мощность, МВт	95,4	95,4
3. Номинальные параметры пара высокого давления:		
давление, бар	82,8	79,7
температура, °С	510	511
4. Номинальные параметры пара низкого давления:		
давление, бар	7,1	6,6
температура, °С	218	217
5. Номинальные параметры пара в камере отбора в коллектор собственных нужд:		
давление, бар	3,55	2,9
температура, °С	146	132,4
6. Номинальные параметры пара в камере отбора на сетевой подогреватель второй ступени (ПСГ-2):		
давление, бар	2,9	1,9
температура, °С	132,4	105
7. Номинальные параметры пара на выхлопе (на сетевой подогреватель первой ступени – ПСГ-1):		
давление, бар	0,83	0,83
температура, °С	96,6	96,6

Тепловые схемы энергоблоков ПГУ-116 и ПГУ-120 в целом идентичны. Для примера на рисунке 4.6, 4.7 показаны упрощенные тепловые схемы энергоблока ПГУ-116 с разделением по пароводяному тракту ТЭС и системе подогрева сетевой воды (цифрами на рисунках обозначены номера узлов, необходимые для дальнейших расчетов).

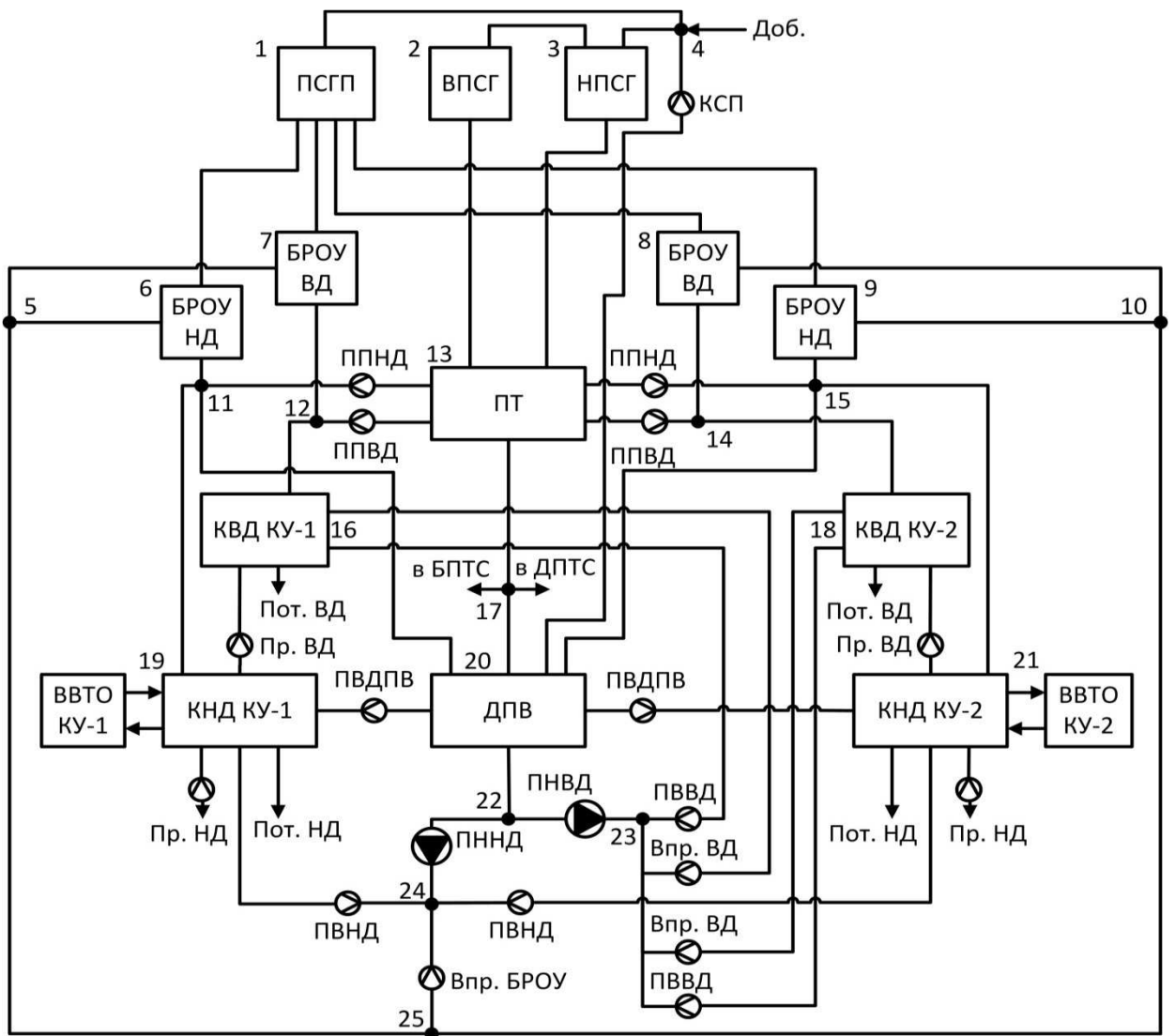


Рисунок 4.6. Тепловая схема энергоблока № 1 (ПГУ-116), подсистема № 1 «пароводяной тракт»: Доб. – ввод добавочной воды; НПСГ, ВПСГ и ПСГП – сетевые подогреватели соответственно нижний, верхний и пиковый; КСП – конденсат сетевых подогревателей; БРОУ ВД и БРОУ НД – быстродействующие редукционно-охладительные установки контуров соответственно высокого и низкого давления; ПТ – паровая турбина; ППВД и ППНД – перегретый пар контуров соответственно высокого и низкого давления; КВД и КНД – тракты соответственно высокого и низкого давления котлов-утилизаторов; КУ-1 и КУ-2 – котлы-утилизаторы соответственно № 1 и 2; в БПТС – в бак подпитки теплосети (на паровую подушку); в ДПТС – греющий пар в деаэратор подпитки теплосети; Пот. ВД и Пот. НД – потери теплоносителя из пробоотборных точек котлов-утилизаторов по контурам соответственно высокого и низкого давления; Пр. ВД и Пр. НД – продувка контуров соответственно высокого и низкого давления КУ; ДПВ – деаэратор питательной воды; ПВДПВ – подвод греющей воды в ДПВ; ПНВД и ПННД – питательные насосы соответственно высокого и низкого давления; ПВВД и ПВНД – питательная вода контуров соответственно высокого и низкого давления КУ; Впр. ВД и Впр. БРОУ – впрыск питательной воды соответственно в пароперегреватель высокого давления и БРОУ; ВВТО – водо-водяной теплообменник для нагрева сетевой воды;  – средство измерения расхода

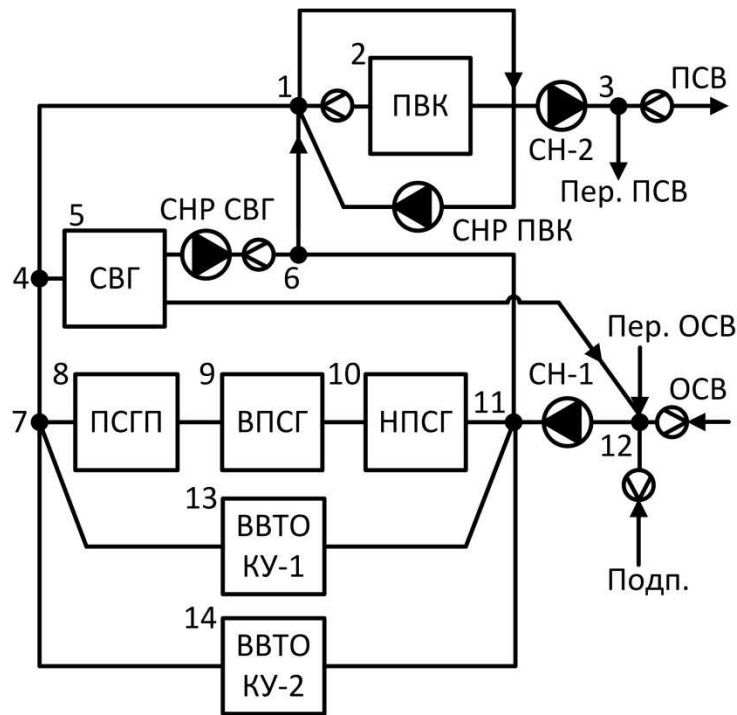


Рисунок 4.7. Тепловая схема энергоблока № 1 (ПГУ-116), подсистема № 2 «сетевая вода»: ПВК – пиковый водогрейный котел; СН-1, 2 – сетевые насосы соответственно первого и второго подъема; СНР – сетевой насос рециркуляции; СВГ – суховоздушная градирня; ПСВ и ОСВ – соответственно прямая и обратная сетевая вода; Пер. – переток по сетевой воде между энергоблоками; Подп. – подпитка теплосети; прочие обозначения соответствуют рисунку 4.6

4.2.3. Порядок решения задачи сведения материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ПГУ-ТЭС

Порядок разработки модели структуры потоков в технологических системах подробно описаны в главе 2 диссертации. Здесь рассмотрим основные промежуточные результаты по этапам решения задачи.

На рисунках 4.8, 4.9 приведены структуры графов, соответствующих показанным на рисунках 4.6, 4.7 участкам тепловой схемы энергоблока ПГУ-ТЭС.

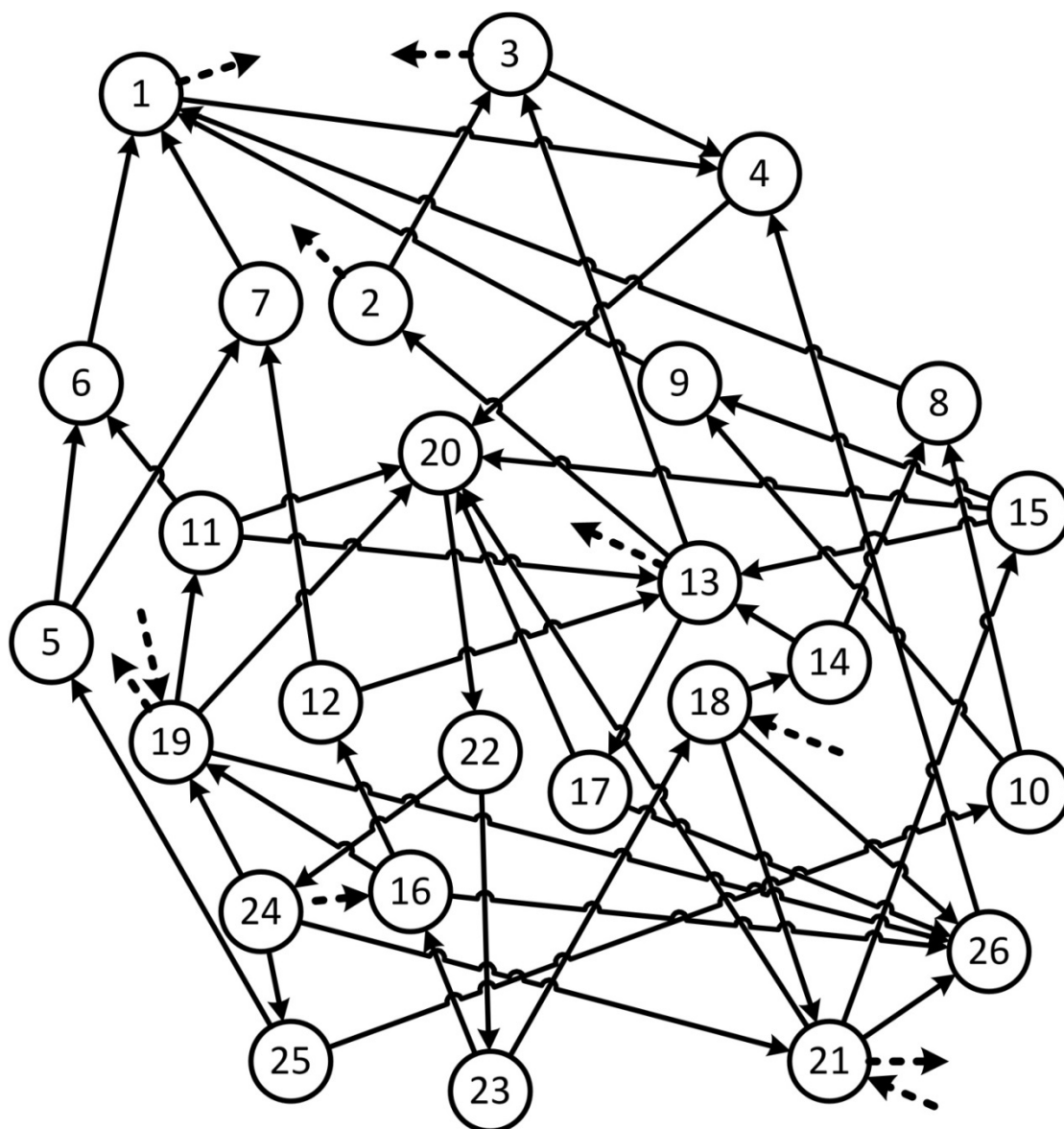


Рисунок 4.8. Структура графа для подсистемы № 1 по рисунку 4.6: 26 – узел, обозначающий внешнюю для подсистемы среду; прочие номера узлов соответствуют обозначениям на рисунке 4.6; пунктирными линиями со стрелками обозначены подводы и отводы энергии по подсистеме, не связанные с подводами или отводами теплоносителя (отвод теплоты в ВПСГ, НПСГ, ПСГП, ВВТО, электрической мощности в ПТ; подвод теплоты в КУ)

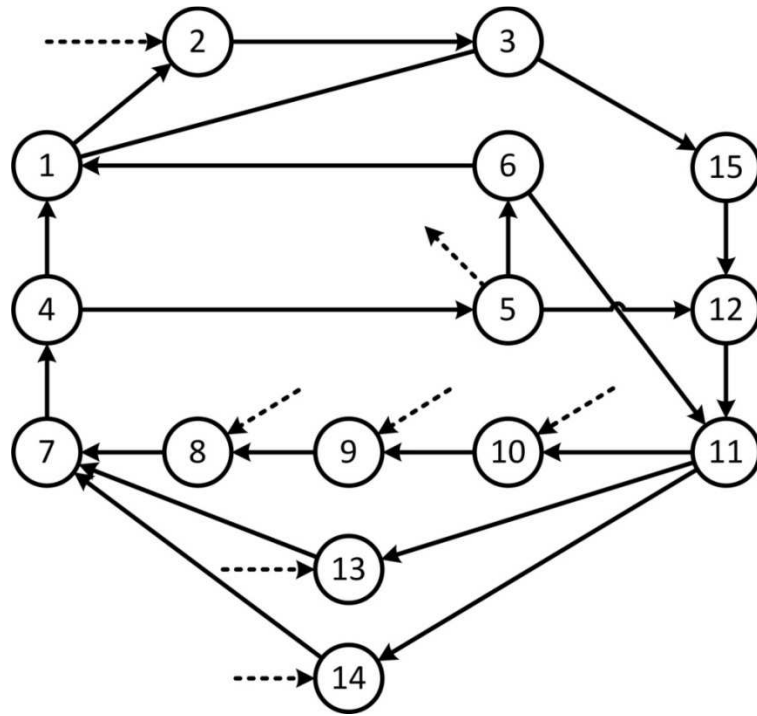


Рисунок 4.9. Структура графа для подсистемы № 2 по рисунку 4.7: 15 – узел, обозначающий внешнюю для подсистемы среду; прочие номера узлов соответствуют обозначениям на рисунке 4.7; пунктирными линиями со стрелками обозначены подводы и отводы энергии по подсистеме, не связанные с подводами или отводами теплоносителя (подвод теплоты в ВПСГ, НПСГ, ПСПП, ВВТО, ПВК; отвод теплоты в СВГ)

Матрицы инцидентности графов составляются в соответствии с изложенными в главе 2 диссертации рекомендациями.

Оптимизационная задача в данном случае формулируется в векторной постановке с учетом ограничений (2.15), (2.16). При наличии двух связанных подсистем имеем четыре функции цели, соответствующие (2.15) и (2.16): $F_{c1,1}$ и $F_{c2,1}$ для подсистемы № 1; $F_{c1,2}$ и $F_{c2,2}$ для подсистемы № 2. При решении оптимизационной задачи требуется минимизировать каждую из функций цели. В данном случае эту задачу многокритериальной оптимизации сведем к решению задачи однокритериальной оптимизации путем замены четырех критериев одним интегральным критерием:

$$F_c^a = a_{1,1}F_{c1,1} + a_{2,1}F_{c2,1} + a_2(a_{1,2}F_{c1,2} + a_{2,2}F_{c2,2}) \Rightarrow \min, \quad (4.1)$$

где весовые коэффициенты $a_{1,1}$, $a_{2,1}$, $a_{1,2}$, $a_{2,2}$ определяются следующим образом: $a_{2,1} = 1$ и $a_{2,2} = 1$; $a_{1,1}$ и $a_{1,2}$ принимается численно равными средней эн-

тальпии потоков соответственно в подсистемах № 1 (h_{cp1}) и 2 (h_{cp2});
 $a_2 = h_{cp1} / h_{cp2}$.

Задача однокритериальной оптимизации (4.1) решается в соответствии с изложенными в главе 2 диссертации рекомендациями методом статистического программирования [95, 96]. При этом выполняется многократная генерация случайным образом значений расходов V_i и энтальпий h_i потоков теплоносителей вокруг априорных значений в диапазоне, обусловленном метрологическими ограничениями ($V_i \in [V_i^{\min}; V_i^{\max}]$ и $h_i \in [h_i^{\min}; h_i^{\max}]$). Это автоматически приводит к выполнению метрологических ограничений. Затем сгенерированное решение проверяется по технологическим ограничениям ($\Delta G_j \in [0; \Delta G_j^{\max}]$ и $\Delta E_j \in [0; \Delta E_j^{\max}]$). При выполнении всех ограничений полученные варианты решения сравниваются по значению целевой функции, и из этих вариантов по минимальному значению целевой функции (4.1) выбирается оптимальный.

Рассмотренный порядок решения задачи реализован в виде программного модуля «Баланс», который интегрирован в программно-технический комплекс ТЭС «Международная» по расчету фактических и номинальных показателей тепловой экономичности оборудования и используется при проведении расчетов как за сутки, так и за месяц.

В дополнение к рассмотренным алгоритмам разработана методика сведения материальных и энергетических балансов по каждой из газотурбинных установок, обеспечивающая определение балансовых значений расхода воздуха на компрессор, расхода топлива в камеру сгорания, расхода дымовых газов за турбиной, теплофизических параметров указанных теплоносителей, электрической мощности установки, а также потерь тепловой энергии по установке. Разработанная методика приведена в таблице 4.5 (расчет выполняется в единицах измерения, используемых персоналом ТЭС).

Таблица 4.5

Методика сведения материального и энергетического балансов по газотурбинным установкам

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Фактические параметры наружного воздуха:		
- температура, °C	$t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- относительная влажность, %	$\phi_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
Фактические показатели работы:		
- температура топливного газа на входе в камеру сгорания, °C	$t_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- температура воздуха на входе в компрессор, °C	$t_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- давление воздуха на входе в компрессор, кПа (абс.)	$P_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- давление дымовых газов на выходе из турбины, кПа (абс.)	$P_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- температура дымовых газов на выходе из турбины, °C	$t_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- объемное содержание кислорода в дымовых газах на выходе из турбины (по результатам измерения), %	$O_2 \text{ ГТ}^{(\text{изм})}_i$	Данные учета
- концентрация оксида углерода в дымовых газах на выходе из турбины, мг/м ³	$CO_{\text{ГТ м}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
- массовый расход воздуха на компрессор (по результатам измерения), кг/с	$G_{1\text{к ГТ}}^{(\text{изм})}_i$	Данные учета
- температура воздуха в укрытии, °C	$t_{\text{укр ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета
Фактические характеристики сожженного топлива:		
- низшая теплота сгорания на рабочую массу, ккал/нм ³	$Q_{\text{н ГТ}}^{\text{р}}(\Phi)_i$	Данные учета
- плотность при нормальных условиях, кг/нм ³	$\rho_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)}_i$	Данные учета

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
- элементарный состав (% объема):	Сост.топл. ^(ф) _i	Данные учета
- метан	-	Данные учета
- этан	-	Данные учета
- пропан	-	Данные учета
- бутан и изобутан	-	Данные учета
- пентан и изопентан	-	Данные учета
- азот	-	Данные учета
- диоксид углерода	-	Данные учета
- кислород	-	Данные учета
Фактический расход топлива в условном исчислении, поданного в камеру сгорания, т у.т.	$B_{ГТ}^{(ф)}{}_i$	Отчетные данные
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_{ГТ}{}_i$	Отчетные данные
Число часов работы, ч	$\tau_{раб}{}_i$	Отчетные данные
Средняя электрическая мощность, МВт	$N_{ГТ}{}_i$	$\mathcal{E}_{ГТ}{}_i / \tau_{раб}^{ГТ}{}_i$
Электромеханический КПД, ед.	$\eta_{эм ГТ}{}_i$	$f(N_{ГТ}{}_i)$ – по нормативной энергетической характеристике
Среднечасовой массовый расход натурального топлива в камеру сгорания, кг/с:	$G_{топл ГТ}^{(ф)}{}_i$	$7000 * B_{ГТ}^{(ф)}{}_i / Q_{н ГТ}^{р(ф)}{}_i * \rho_{топл ГТ}^{(ф)}{}_i / (3,6 * \tau_{раб}^{ГТ}{}_i)$
Среднечасовой объемный расход натурального топлива в камеру сгорания, тыс. нм ³ /ч	$D_{топл ГТ}^{(ф)}{}_i$	$7000 * B_{ГТ}^{(ф)}{}_i / Q_{н ГТ}^{р(ф)}{}_i / \tau_{раб}^{ГТ}{}_i$
Плотность окиси углерода при нормальном давлении и температуре в точке контроля состава дымовых газов на выходе из турбины, м ³ /кг	$\rho_{СО ГТ}{}_i$	$f(t_{2 ГТ}^{(ф)}{}_i)$ – по справочным данным
Объемное содержание оксида углерода в дымовых газах на выходе из турбины, %	$CO_{ГТ}^{(ф)}{}_i$	$CO_{ГТ}^{(ф)}{}_i * 10^{-6} / \rho_{СО ГТ}{}_i * 100$
Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за турбиной по результатам газового анализа, ед.	$\alpha_{ГТ}^{(изм)}{}_i$	$(21 - \rho * O_{2 ГТ}^{(изм)}{}_i) / (21 - [O_{2 ГТ}^{(изм)}{}_i - 0,5 * CO_{ГТ}^{(ф)}{}_i])$

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Энтальпия теплоносителей (относительно температуры наружного воздуха), ккал/кг:		
- топлива на входе в камеры сгорания	$h_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i$	$f(t_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i; t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i)$ – по справочным данным
- воздуха на входе в компрессор	$h_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i$	$f(t_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i; t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \phi_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i)$ – по справочным данным
- дымовых газов на выходе из турбины	$h_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i$	$f(t_{2\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i; t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \phi_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \text{Сост.топл.}^{(\Phi)} i; G_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i; P_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i; G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i)$ – по справочным данным
Среднечасовой расход воздуха на компрессор по энергетическому балансу, кг/с	$G_{1\text{к ГТ}}^{(\text{бал})} i$	$[V_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i / (\tau_{\text{раб}}^{(\Phi)} i * 3,6 / 7 / 4,1868) - G_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i * 4,1868 / 1000 * (h_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i - h_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i) - N_{\text{ГТ}} i - (1 - \eta_{\text{эм ГТ}} i) * N_{\text{ГТ}} i - Q_{5\text{ ГТ}} i * (45 - t_{\text{укр ГТ}}^{(\Phi)} i) / (45 - 14)] / [(h_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i - h_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i) * 4,1868 / 1000]$
Среднечасовой расход воздуха на компрессор, принимаемый в расчет, кг/с	$G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i$	Принимается в зависимости от выбранного режима расчета (параметра режима расчета $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i$): – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 1$, то $G_{1\text{к ГТ}}^{(\text{изм})} i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 2$, то $G_{1\text{к ГТ}}^{(\text{бал})} i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 3$, то $G_{2\text{т ГТ}}^{(\text{расч})} i - G_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i$
Среднечасовой расход дымовых газов на выходе, кг/с	$G_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i$	$G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i + G_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i$
Объемное содержание кислорода в дымовых газах на выходе из турбины, %:		
- расчетное значение, соответствующее требуемому коэффициенту избытка воздуха	$O_{2\text{ ГТ}}^{(\text{расч})} i$	Расчет по условию обеспечения $G_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i$
- значение, принимаемое в расчет	$O_{2\text{ ГТ}}^{(\Phi)} i$	Принимается в зависимости от выбранного режима расчета (параметра режима расчета $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i$): – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 1$ или 2, то $O_{2\text{ ГТ}}^{(\text{расч})} i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 3$, то $O_{2\text{ ГТ}}^{(\text{изм})} i$
Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за турбиной, принимаемый в расчет, ед.	$\alpha_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i$	$(21 - \rho * O_{2\text{ ГТ}}^{(\Phi)} i) / (21 - [O_{2\text{ ГТ}}^{(\Phi)} i - 0,5 * CO_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i])$

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Полный относительный объем продуктов сгорания, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i$	$f(t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \varphi_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \text{Сост.топл.}^{(\Phi)} i; \alpha_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i; G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i; D_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i)$ – расчет свойств смеси газов
Объемный расход дымовых газов, тыс. $\text{нм}^3/\text{ч}$	$D_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i$	$D_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i * V_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i$
Плотность продуктов сгорания, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i$	$f(t_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \varphi_{\text{нв ГТ}}^{(\Phi)} i; \text{Сост.топл.}^{(\Phi)} i; \alpha_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i; G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i; D_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i)$ – расчет свойств смеси газов
Среднечасовой расход дымовых газов на выходе из турбины при расчете по составу дымовых газов, $\text{кг}/\text{с}$	$G_{2\text{т ГТ}}^{(\text{расч})} i$	$D_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i * \rho_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\Phi)} i / 3,6$
Фактическая средняя мощность тепловых потоков, МВт:		
- топлива, поступающего в камеру сгорания	$Q_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i$	$G_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i * h_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i * 4,1868/1000$
- воздуха на входе в компрессор	$Q_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i$	$G_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i * h_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i * 4,1868/1000$
- дымовых газов на выходе из турбины	$Q_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i$	$G_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i * h_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i * 4,1868/1000$
- тепла, подведенного в камеру сгорания	$Q_{\text{КС ГТ}}^{(\Phi)} i$	$B_{\text{ГТ}}^{(\Phi)} i / (\tau_{\text{раб ГТ}}^{(\text{ГТ})} i * 3,6/7/4,1868) + Q_{\text{топл ГТ}}^{(\Phi)} i$
- потерь тепла от наружного охлаждения и охлаждения элементов ГТУ	$Q_{5 \text{ ГТ}}^{(\Phi)} i$	$Q_{5 \text{ ГТ}}^{(\Phi)} i * (45 - t_{\text{укр ГТ}}^{(\Phi)} i) / (45 - 14)$
- электромеханических потерь	$Q_{\text{эм ГТ}}^{(\Phi)} i$	$(1 - \eta_{\text{эм ГТ}}) * N_{\text{ГТ}} i$
Фактическое значение КПД брутто, %:		
- по прямому балансу	$\eta_{\text{ГТ}}^{\text{бр}} (\Phi) i$	$\mathcal{E}_{\text{ГТ}} i * 100 / (Q_{\text{КС ГТ}}^{(\Phi)} i * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\text{ГТ})} i)$
- по обратному балансу	$\eta_{\text{ГТ}}^{\text{бр}} (\Phi) \text{обр} i$	$(Q_{\text{КС ГТ}}^{(\Phi)} i + Q_{1\text{к ГТ}}^{(\Phi)} i - Q_{2\text{т ГТ}}^{(\Phi)} i - Q_{5 \text{ ГТ}}^{(\Phi)} i - Q_{\text{эм ГТ}}^{(\Phi)} i) * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\text{ГТ})} i * 100 / (Q_{\text{КС ГТ}}^{(\Phi)} i * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\text{ГТ})} i)$

4.2.4. Результаты исследований

Разработанный программный модуль совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета прошел тестирование по обоим энергоблокам ТЭС в течение года. Рассмотрим основные достигнутые при этом результаты.

В таблице 4.6 приведен пример результатов расчета за один из месяцев фактически отработанного периода по энергоблоку № 1 (газотурбинные установки ГТ-1, 2; котлы-утилизаторы КУ-1, 2 (НД и ВД – соответственно, контуры низкого и высокого давления); паровая турбина ПТ-3). Верхние значения в строках таблицы соответствуют ГТ-1 или КУ-1, нижние – ГТ-2 или КУ-2; единственные значения в строках относятся к ПТ-3 или в целом к ПГУ-1.

Таблица 4.6

**Основные показатели работы оборудования ПГУ-ТЭС при расчете
без сведения балансов («Б–») и со сведениям балансов («Б+»)
за один из месяцев**

Наименование показателя, единица измерения	Фактическое значение (Ф)		Отклонение (Ф) _{Б+} от (Ф) _{Б–} , %	Номинальное значение (Н)		Отклонение (Н) от (Ф), %*	
	Б–	Б+		Б–	Б+	Б–	Б+
Средний расход воздуха на компрессор ГТУ, кг/с	119,0	112,4	-5,5	112,4	112,4	-5,5	0,0
	118,5	124,3	4,9	124,3	124,3	4,9	0,0
Средний расход дымовых газов ГТУ, кг/с	121,2	114,6	-5,4	114,6	114,6	-5,4	0,0
	120,9	126,7	4,8	126,7	126,7	4,8	0,0
Относительное теплосодержание дымовых газов ГТУ, кДж/кг	605,7	610,3	0,8	не	не	-	-
	606,8	608,2	0,2	нормируется	нормируется	-	-
КПД брутто ГТУ, %:							
– при расчете по прямому балансу	35,02	35,02	0,0	35,35	35,35	0,3*	0,3*
	33,37	33,37	0,0	33,48	33,48	0,1*	0,1*
– при расчете по обратному балансу	31,94	35,02	9,6	35,35	35,35	3,4*	0,3*
	36,43	33,37	-8,4	33,48	33,48	-2,9*	0,1*
– отклонение	-3,1*	0,0*	-	0,0*	0,0*	-	-
	3,1*	0,0*	-	0,0*	0,0*	-	-

Продолжение таблицы 4.6

Наименование показателя, единица измерения	Фактическое значение (Ф)		Отклонение (Ф) _{Б+} от (Ф) _{Б-} , %	Номинальное значение (Н)		Отклонение (Н) от (Ф), %*	
	Б–	Б+		Б–	Б+	Б–	Б+
Средний расход пара КУ, т/ч:							
– контура НД	11,55	11,99	3,8	11,86	11,86	2,7	-1,1
	11,54	13,77	19,3	13,61	13,61	17,9	-1,1
– контура ВД	50,22	49,65	-1,1	49,35	49,35	-1,7	-0,6
	48,50	55,93	15,3	55,32	55,32	14,1	-1,1
Невязка материального баланса контуров КУ, %:							
– контура НД	1,57	0,24	-1,3*	-	-	-	-
	1,63	0,62	-1,0*	-	-	-	-
– контура ВД	2,98	0,27	-2,7*	-	-	-	-
	4,76	0,42	-4,3*	-	-	-	-
Средняя теплопроизводительность брутто КУ, МВт:							
– при расчете по водопаровому тракту	54,72	54,63	-0,2	54,88	54,88	0,3	0,5
	52,90	61,17	15,6	61,16	61,16	15,6	0,0
– при расчете по газовому тракту	57,30	54,59	-4,7	54,88	54,88	-4,2	0,5
	58,26	61,22	5,1	61,16	61,16	5,0	-0,1
– отклонение, %	4,7	-0,1	-	0,0	0,0	-	-
	10,1	0,1	-	0,0	0,0	-	-
КПД брутто КУ, %:							
– при расчете по прямому балансу	78,73	78,59	-0,2	78,64	78,64	-0,1*	0,0*
	69,03	79,83	15,6	80,11	80,11	11,1*	0,3*
– при расчете по обратному балансу	77,48	78,54	1,4	78,64	78,64	1,2*	0,1*
	80,82	79,90	-1,1	80,11	80,11	-0,7*	0,2*
– отклонение	-1,3*	-0,1*	-	0,0*	0,0*	-	-
	11,8*	0,1*	-	0,0*	0,0*	-	-
Средний расход пара на ПТ, т/ч:							
– контура ВД	98,9	105,8	6,9	104,1	105,1	5,3	-0,6
– контура НД	22,3	25,8	15,5	25,5	25,5	14,4	-1,2
Удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии ПТ, кДж/(кВт·ч)	8516	9860	15,8	9881	9881	16,1	0,3
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии ПГУ, г у.т./(кВт·ч)	208,0	207,8	-0,1	204,6	204,6	-1,6	-1,5

Окончание таблицы 4.6

Наименование показателя, единица измерения	Фактическое значение (Ф)		Отклонение (Ф) _{Б+} от (Ф) _{Б-} , %	Номинальное значение (Н)		Отклонение (Н) от (Ф), %*	
	Б–	Б+		Б–	Б+	Б–	Б+
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ, кг у.т./ГДж	34,78	34,82	0,2	34,87	34,82	0,3	0,0
Резерв тепловой экономичности (перерасход топлива), т у.т.	72	83	14,6	-	-	-	-

Примечание: знаком «» отмечены абсолютные отклонения в процентах

На рисунке 4.10 приведены в сопоставлении результаты расчета фактических и номинальных значений основных технико-экономических показателей газотурбинных установок, котлов утилизаторов и паровых турбин по ТЭС в целом по месяцам анализируемого года.

Из данных таблицы 4.6 следует, что сведение балансов по данным технического учета слабо влияет на фактические и номинальные значения удельных расходов условного топлива. Причина этого состоит в том, что при расчете фактических значений используются только данные коммерческого учета количества сожженного топлива, отпуска электрической и тепловой энергии, а на результат расчета номинального количества сожженного топлива влияют лишь показатели ГТУ. Однако промежуточные показатели тепловой экономичности агрегатов без проведения работы по сведению балансов оказываются существенно искаженными и неувязанными между собой. Это подтверждает и соотношение между фактическими значениями показателей, определенных по прямому и обратному балансам без сведения материальных и тепловых балансов по данным рисунка 4.10. При реализации предложенного метода сведения балансов не только устраняется этот недостаток, но и обеспечивается существенно более полное соответствие номинальных значений показателей и фактических значений, рассчитанных по обратному балансу (см. рисунок 4.10), что позволяет оценить качество нормативно-технической документации ТЭС по топливоиспользованию.

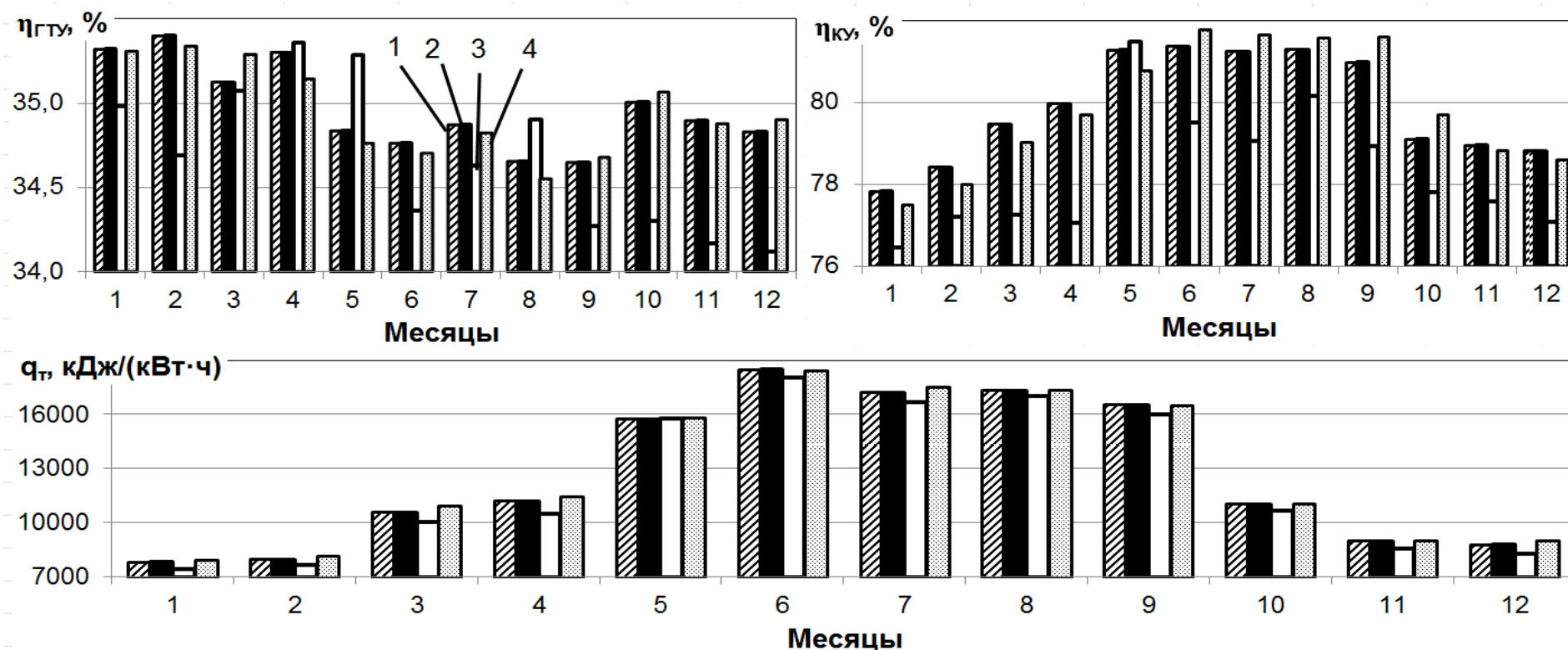


Рисунок 4.10. Основные показатели работы оборудования ПГУ-ТЭС при расчете без сведения балансов и со сведением балансов по месяцам года: $\eta_{ГТУ}$ и $\eta_{КУ}$, % – КПД брутто соответственно по группе газотурбинных установок и по группе котлов-утилизаторов; q_t , кДж/(кВт·ч) – удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии по группе паровых турбин; 1 – фактическое значение, рассчитанное по прямому балансу; 2 – фактическое значение, рассчитанное по обратному балансу после совместного сведения материальных и тепловых балансов; 3 – фактическое значение, рассчитанное по обратному балансу без сведения материальных и тепловых балансов; 4 – номинальное значение

Экономическая эффективность внедрения программного модуля по сведению материальных и энергетических балансов по данным технического учета обусловлена повышением точности прогнозирования технико-экономических показателей ТЭС при формировании заявок на оптовом рынке электроэнергии и мощности, возможностью оперативного обнаружения неисправностей в работе элементов системы мониторинга показателей работы оборудования, а также выявленными резервами тепловой экономичности. Экономия топлива, обусловленная внедрением программного модуля, оценена специалистами ТЭС «Международная» на уровне 1308 тонн в год в условном исчислении. Этот эффект соответствует сумме устранимых составляющих резерва тепловой экономичности, обнаруженных в ходе расчетов показателей работы оборудования по месяцам рассматриваемого года. Достигнутый результат позволяет рекомендовать внедрение разработанного метода совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета в практику проведения расчетов показателей тепловой экономичности, в частности, на электростанциях парогазового цикла.

Практическое использование результатов работы на ТЭС «Международная» подтверждено актом внедрения (см. Приложение 1 диссертации).

Основные полученные в работе результаты используются также в Ивановском государственном энергетическом университете (ИГЭУ) при подготовке магистров по профилю «Тепловые электрические станции», а также при повышении квалификации работников производственно-технических отделов ТЭС на базе Института повышения квалификации и переподготовки кадров (в энергетике) при ИГЭУ по программе «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭС». Реализация результатов работы подтверждена актом внедрения (см. Приложение 1 диссертации).

4.3. Выводы по четвертой главе

1. Проведены расчетные исследования по оценке изменения фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности оборудования и значений резерва тепловой экономичности при использовании разработанной методики сведения балансов в расчете показателей тепловой экономичности действующих ТЭС различного типа: на паротурбинной ТЭС неблочного типа – Омской ТЭЦ-4 (г. Омск), – внедрена методика сведения материальных и энергетических балансов для участка тепловой схемы от расходомеров питательной воды за питательными насосами до расходомеров свежего пара турбоагрегатов; для парогазовой ТЭС «Международная» (г. Москва) разработана и реализована в виде программного модуля методика совместного сведения материальных и энергетических балансов в связанных подсистемах: пароводяном тракте и технологической схеме подогрева сетевой воды.

2. Для обоих объектов реализации проведены вариантные расчеты показателей тепловой экономичности и резервов тепловой экономичности по месяцам за базовый год при отсутствии сведения балансов и сведении балансов при различных вариантах постановки задачи. По результатам исследований выявлено следующее:

– применительно к паротурбинной ТЭС с поперечными связями методика сведения балансов оказывает наибольшее влияние на результаты расчета номинальных значений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии; при использовании различных методик сведения балансов значения номинального количества сожженного топлива по ТЭС за период отличаются друг от друга на величину, сопоставимую с утвержденным нормативно-технической документацией по топливоиспользованию резервом тепловой экономичности электростанции;

– для парогазовой ТЭС без дожигания топлива в котлах-утилизаторах методика сведения балансов не оказывает значимого влияния на результаты расчета фактических и номинальных значений удельных расходов топлива на

отпуск тепловой и электрической энергии, но существенно влияет на результаты расчета промежуточных показателей тепловой экономичности отдельных агрегатов.

3. Предложенная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов использована на Омской ТЭЦ-4 при разработке программного комплекса «ТЭС-Эксперт», предназначенного для расчета фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности оборудования и составляющих резерва тепловой экономичности, а также для оптимизации загрузки оборудования. Использование методики сведения балансов обеспечило повышение объективности результатов расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования, что подтверждается удовлетворительным совпадением значений резерва тепловой экономичности ТЭЦ, рассчитанных по прямому и обратному балансам. Получен акт внедрения результатов работы.

4. Программный модуль «Баланс» внедрен в производственный процесс ПГУ-ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго» (г. Москва), где используется при ежесуточном контроле системы технического учета (путем оценки невязок материальных балансов по отдельным узлам тепловой схемы и анализа динамики их изменения во времени), а также при ежемесячных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки государственной статистической отчетности (путем совместного сведения материальных и тепловых балансов, сведения топливного и электрического балансов с расчетом фактических и номинальных значений технико-экономических показателей). Подтвержденный актом внедрения экономический эффект от использования методики обусловлен выявленным резервом тепловой экономичности в количестве 1308 т у.т./ год.

5. Основные полученные в работе результаты внедрены в Ивановском государственном энергетическом университете (ИГЭУ) при подготовке магистров по профилю «Тепловые электрические станции», а также при повышении квалификации работников производственно-технических отделов

ТЭС на базе Института повышения квалификации и переподготовки кадров (в энергетике) при ИГЭУ по программе «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭС».

Материалы главы 4 опубликованы в работах [128, 131–133, 137–142, 144–146].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен комплекс расчетных и экспериментальных исследований, направленных на совершенствование оценки показателей качества агрегатов ТЭС при проведении тепловых испытаний и расчете показателей тепловой экономичности путем разработки и реализации методик сведения материальных и энергетических балансов в энергетических системах по результатам измерения параметров потоков теплоносителей.

2. На основе матричной модели материальных потоков в энергетических системах и подхода к решению некорректных задач на основе регуляризации Тихонова сформулирована задача оценки соответствия рассчитываемых по данным технического учета невязок материального баланса нормативным метрологическим характеристикам используемых средств измерения с локализацией источника ошибки, получены аналитические и численные решения задачи. Предложенный подход обобщен на методику совместного сведения материальных и энергетических балансов в тепловой схеме ТЭС по данным технического учета, позволяющую учесть различную степень достоверности определения параметров исходной информации, метрологические и технологические ограничения по всем или некоторым выбранным узлам схемы. Разработанная методика реализована в программном модуле «Баланс», ориентированном на решение прикладных задач обработки результатов тепловых испытаний и расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС.

3. Разработанная методика сведения материальных балансов по результатам измерений параметров потоков теплоносителей в тепловой схеме использована при обработке результатов проведенных гарантийных тепловых испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 Кизеловской ГРЭС. По результатам вариантных расчетов показано, что от выбора методики сведения балансов зависит признание турбоагрегата соответствующим гарантированным заводом-изготовителем показателям.

4. Проведены расчетные исследования по оценке изменения фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности обо-
ру-

дования и значений резерва тепловой экономичности при использовании разработанной методики сведения балансов в расчете показателей тепловой экономичности действующих ТЭС различного типа. По результатам исследований выявлено следующее:

- применительно к паротурбинной ТЭС с поперечными связями методика сведения балансов оказывает наибольшее влияние на результаты расчета номинальных значений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии; при использовании различных методик сведения балансов значения номинального количества сожженного топлива по ТЭС за отчетный период отличаются друг от друга на величину, сопоставимую с утвержденным нормативно-технической документацией по топливоиспользованию резервом тепловой экономичности электростанции;

- для парогазовой ТЭС без дожигания топлива в котлах-утилизаторах методика сведения балансов не оказывает значимого влияния на результаты расчета фактических и номинальных значений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, но существенно влияет на результаты расчета промежуточных показателей тепловой экономичности отдельных агрегатов.

5. Программный модуль «Баланс» внедрен в производственный процесс ПГУ-ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго» (г. Москва), где используется при ежесуточном контроле системы технического учета (путем оценки невязок материальных балансов по отдельным узлам тепловой схемы и анализа динамики их изменения во времени), а также при ежемесячных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки государственной статистической отчетности (путем совместного сведения материальных и тепловых балансов, сведения топливного и электрического балансов с расчетом фактических и номинальных значений технико-экономических показателей). Экономический эффект от внедрения методики обусловлен выявленным резервом тепловой экономичности в количестве 1308 т у.т./ год.

6. Предложенная методика совместного сведения материальных и энергетических балансов использована на Омской ТЭЦ-4 при разработке программного комплекса «ТЭС-Эксперт», предназначенного для расчета фактических и номинальных значений показателей тепловой экономичности оборудования и составляющих резерва тепловой экономичности, а также для оптимизации загрузки оборудования. Использование методики сведения балансов обеспечило повышение объективности результатов расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования, что подтверждается удовлетворительным совпадением значений резерва тепловой экономичности ТЭЦ, рассчитанных по прямому и обратному балансам.

7. Основные полученные в работе результаты внедрены в Ивановском государственном энергетическом университете (ИГЭУ) при подготовке магистров по профилю «Тепловые электрические станции», а также при повышении квалификации работников производственно-технических отделов ТЭС на базе Института повышения квалификации и переподготовки кадров (в энергетике) при ИГЭУ по программе «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭС».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Горшков, А.С.** Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А.С. Горшков – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1974. – 240 с.
2. **Щепетильников, М.И.** Влияние режимных факторов на коэффициенты ценности тепла / М.И. Щепетильников // Электрические станции. – 1977. – №3. – С. 41-44.
3. **Рубинштейн, Я.М.** Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанций / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников – М.: Энергия. – 1969. – 223 с.
4. **Рубинштейн, Я.М.** Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС / Я. М. Рубинштейн, М. И. Щепетильников – М. : Энергоиздат. – 1982. – 271 с.
5. **Горшков, А.С.** Высокоэффективный энергетический блок / А.С. Горшков, Н.Ф. Комаров, А.Л. Гиварц, И.Б. Годик // Теплоэнергетика. – 1987. – №5.– С.49-52.
6. **Канакин, Н.С.** Техничко-экономические вопросы электрификации / Н.С. Канакин, Ю.М. Коган – М.: Энергоатомиздат. – 1996. – 192 с.
7. **Андрющенко, А.И.** Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций / А. И. Андрющенко, Р.З. Аминов – М.: Высш. шк. – 1983. – 255 с.
8. **Андрющенко, А.И.,** Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС: Учеб. пособие для теплоэнергетич. специальностей вузов / А.И. Андрющенко, А.В. Змачинский, В.А. Понятов. – М.: Высшая школа, 1974. – 280 с.
9. **Попырин, И.С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок / И.С. Попырин – М.: Энергия, 1978. – 416 с.
10. **Качан, А.Д.** Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев – Мн.: Высш. школа, 1982. – 318 с.

11. **Щепетильников, М.И.** Определение коэффициентов ценности тепла для реальных тепловых схем паротурбинных установок Текст. / М.И. Щепетильников // Теплоэнергетика. 1957. – № 7. – С. 11-15.
12. **Щепетильников, М.И.** О расчетах эффективности усовершенствования тепловых схем Текст. / М.И. Щепетильников, Д.И. Азбель // Электрические станции. – 1965. – №6. – С. 41-44.
13. **Буланин, В.А.** Метод анализа энергобаланса паротурбинной установки / В.А. Буланин, Е.Д. Родимкин // Электрические станции. 1978. – № 11. – С. 27-31.
14. **Урин, В.Д.** Энергетические характеристики для оптимизации режимов электростанции и энергосистем / В.Д. Урин, П.П. Кутлер – М: Энергия. – 1974. – 136 с.
15. **Соколов, Е.Я.** О методике учета технико-экономических показателей тепловых электростанций / Е.Я. Соколов // Электрические станции. 1961. – № 12. – С. 76-78.
16. **Астахов, Н.Л.** Новая редакция методических указаний по расчету показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС / Н.Л. Астахов, В.Ф. Калинов, Т.П. Киселев // Энергосбережение и водоподготовка. – 1997. – №2. – С. 19-23.
17. **Попов, А.И.** Расчет технико-экономических показателей конденсационных ТЭС: Методические указания / А.И. Попов, А.И. Шупарский – Саратов: СПИ. – 1989. – 27 с.
18. **Руководящие** указания по постановке технического учета и отчетности на тепловых электростанциях. – М.: МЭС СССР : Госэнергоиздат. – 1955. – 18 с.
19. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных» – М. – 1990. – 50 с.

20. **Методические** указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования – РД 34.08.552-93 : разраб. ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС» : утв. Министерством топлива и энергетики РФ 15.10.93 : ввод. в действие с 01.01.94. – М.: СПО ОРГРЭС. – 1993 – 97 с.

21. **Методические** указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: /Утв. Департаментом электроэнергетики Минтопэнерго РФ 24.11.95; Разраб. АО «Фирма ОРГРЭС». – М.: СПО ОРГРЭС. – 1995. – 124 с. Изменение № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС. – 1998. – 15 с.

22. **Руководящие** указания по сведению месячного пароводяного баланса на тепловых электростанциях – РД 34.09.110: /Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР; Разраб. ОРГРЭС; Срок действ. не ограничен. – М.: Госэнергоиздат. – 1962. – 45 с.

23. **Методические** указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93.– М.: ЦПТИиТО ОРГРЭС. – 2006.– 157 с.

24. **Методические** указания по тепловым испытаниям паровых турбин: СО 34.30.740. – М.: Союзтехэнерго. – 1985. – 102 с.

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

26. **Методика** расчета поправок к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу теплоты на отклонение параметров и условий от номинальных для турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара – МТ 34-70-027-86. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987, с изм. № 1 к МТ 34-70-027-86. – М.: СПО ОРГРЭС. – 1999. – 20 с.

27. **Методические** указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами. – М.: СПО Союзтехэнерго. – 1981. – 128 с.

28. **Методические** указания по прогнозированию удельных расходов топлива – РД 153-34.0-09.115-98 : разработ. ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС» : утв. Департаментом электрических станций РАО «ЕЭС России». – 1999. – 24 с.

29. **Методика** определения режима наивыгоднейшего вакуума в паротурбинных установках : офиц. текст : утв. Народным комиссариатом электростанций СССР. – М.; Л.: Гос. энерг. изд-во. – 1944. – 28 с.

30. **Руководящие** указания по установлению и поддержанию режима наивыгоднейшего вакуума в паротурбинных установках : офиц. текст : утв. Народным комиссариатом электростанций СССР. – М.; Л.: Гос. энерг. изд-во. – 1941. – 22 с.

31. **Методические** указания по составлению режимных карт котельных установок и оптимизации управления ими – РД 34.25.514-96. – М. : ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС» – 1998. – 56 с.

32. **Типовой** алгоритм расчета технико-экономических показателей мощных отопительных ТЭЦ – М. – 1983. – Т. 2. – 167 с.

33. **Положение** о порядке разработки, согласования и утверждения программ испытаний на тепловых, гидравлических и атомных электростанциях, в энергосистемах, тепловых и электрических сетях: РД 34.20.301. – М: Мин-во энергетики и электрификации. –1986. – 4 с.

34. **Методические** указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС: /Утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 30.12.96; Разработ. АО «Фирма ОРГРЭС»; Ввод в действ. 2001-08-01.– М.: СПО ОРГРЭС – 2001.– 61 с.

35. **Правила** технической эксплуатации тепловых электрических станций и сетей Российской Федерации : офиц. текст : утв. приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.03 : ввод. в действие с 30.06.03 : зарег. в Минюсте России 20.06.03 № 4799. – М.: Омега-Л –2006. – 256 с.

36. **Клер, А.М.** Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Т.П. Щеголева и др. // Новосибирск: «Наука», Сибирская издательская фирма. – 1993. – 116 с.

37. **Аракелян, Э.К.** Методические основы многокритериальной оптимизации суточных режимов работы энергооборудования ТЭС / Э.К. Аракелян, С.А. Минасян, Г.Э. Агабабян // Теплоэнергетика. – 2006. – № 10. – С. 7-10.

38. **Андреев, П.А.** Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС / П.А. Андреев, М.И. Гринман, Ю.В. Смолкин. – М.: Атомиздат. – 1975. – 224 с.

39. **Андрющенко, А.И.** Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС / А.И. Андрющенко, А.В. Змачинский, В.А. Понятов. – М.: Высшая школа. – 1974. – 276 с.

40. **Ледуховский, Г.В.** Оптимизация режимов работы ТЭС / Г.В. Ледуховский, А.А. Борисов, А.А. Поспелов, Е.В. Барочкин, В.П. Жуков // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 4. – С. 17-19.

41. **Барочкин, Е.В.** Программный комплекс «ТЭС-ЭКСПЕРТ»: опыт оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ / Е.В. Барочкин, А.А. Поспелов, В.П. Жуков, А.А. Андреев, Г.В. Ледуховский, А.А. Борисов // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 3-6.

42. **Чучуева, И.А.** Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности / И.А. Чучуева, Н.Е. Инкина // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана – 2015 – № 8 – с. 195-238.

43. **Аракелян, Э.К.** Оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими энергетическими блоками с учетом фактора надежности / Э.К. Аракелян, В.М. Нгуен, Ч.Х. Нгуен // Вестник МЭИ. – 1997. – №3. – С. 15-20.

44. **Правила** учета тепловой энергии и теплоносителя - РД 34.09.102 – М.: Издательство МЭИ – 1995. – 45 с.

45. **Методические** указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях. – СО 34.35.101-2003. – М.: ЦПТИ ОРГРЭС – 2004. – 119 с.

46. **Овчинников, Ю.В.** Повышение точности исходной информации в ИВС путём применения методики согласования балансов / Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, В.И. Тимашев // Управление режимами. – 1977. – с. 165-175.

47. **Овчинников, Ю.В.** Применение методики согласования балансов для уточнения исходной информации применительно к ТЭС / Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, И.М. Алтухов // Управление режимами и развитием электроэнергетических систем в условиях АСУ. – Межвуз. Сб. тр. – Новосибирск: НЭТИ – 1980. – с. 45-53.

48. **Щинников, П.А.** Согласование материальных и энергетических балансов / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, Ф.А. Серант, В.Г. Томилов, А.В. Сафронов // Доклады ТУСУРа, № 1 (25), часть 1. – 2012. – с 216-220.

49. **Щинников, П.А.** Повышение точности расчета технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования энергобалансов / Щинников П.А., Сафронов А.В. // Теплоэнергетика. – 2014. – № 12. – с. 56–62.

50. **Ларионов, В.С.** Техничко-экономические расчеты и обоснования в электроэнергетике / В.С. Ларионов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 1996. – 30 с.

51. **Ларионов, В.С.** Техничко-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учебное пособие/ В.С. Ларионов, Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников, В.В. Зыков // Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 1998. – 31 с.

52. **Ноздренко, Г.В.** Системные технико-экономические исследования новых технологий в составе ТЭЦ / Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников // Физико-химические основы теплоэнергетики. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2000. – С. 61–62.

53. **Овчинников, Ю.В.** Анализ и оптимизация технико-экономических и экологических параметров ТЭС : автореферат дис. ... доктора технических наук. – Новосибирск. – 1999.

54. **Сафронов, А.В.** Применение метода согласования балансов для повышения эффективности информационно-измерительной системы при определении технико-экономических показателей ТЭЦ: автореферат дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск. – 2013.

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

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

57. **Щинников, П.А.** Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов и др. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2004. – 528 с.

58. **Анищенко, В.А.** Повышение достоверности используемой в АСУТП информации путем коррекции измерений / В. А. Анищенко, В.И. Щербич, Т.Н. Казанская, В.И. Крамаренко // Теплоэнергетика – №7 – М. –1982.

59. **Репин, А.И.** Диагностика информационных подсистем АСУТП с использованием технологий искусственного интеллекта / А.И. Репин, В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов // Теплоэнергетика. – №6. – 2006.

60. **Сабанин, В.Р.** Математическое и программное обеспечение алгоритма коррекции измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей на ТЭЦ./ В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов, А.И. Репин, Э.К. Аракелян, О.Н. Макаров, С.Н. Андреев // Вестник МЭИ. – №1. – 2003. – С. 21-27.

61. **Репин, А.И.** Диагностика информационной подсистемы АСУТП ТЭЦ с использованием технологий искусственного интеллекта: Автореферат

дис. ... канд. техн. наук. / А. И. Репин – Моск. энерг. ин-т (МЭИ ТУ) . – 2006. – 20 с.

62. **Аракелян, Э.К.** Влияние режимных факторов и технического состояния на реальные энергетические характеристики энергоблока К-200-130/ Э.К. Аракелян, Г.А. Бурначан, С.А. Минасян // Изв. Вузов. Энергетика. – №1. – 1983. – С.57-62.

63. **Сабанин, В.Р.** К вопросу о параметрической оптимизации алгоритмов управления и диагностики / В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов, А.И. Репин // Промышленные АСУ и контроллеры. – №12. – 2004. – С. 27-31.

64. **Смирнов, Н.И.** Оптимизация настроечных параметров регулирующей устройств в АСУ / Н.И. Смирнов, В.Р. Сабанин// Теория и практика построения и функционирования АСУ ТП: Труды Международ. науч. конф. – М.: Издательство МЭИ. – 2003. – С.52-57.

65. **Сабанин, В.Р.** Алгоритм коррекции результатов измерения в программах обработки балансовых испытаний энергетических котлов / В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов, М.А. Болгов, В.В. Дорошин, В.И. Костык //Сб. научн. тр. МЭИ. – М.: Издательство МЭИ. – 1998. – С. 106-112.

66. **Арутюнян, Т.М.** Разработка методов оптимизации измерений в АСУ ТП электростанций по критериям надежности и экономичности: Автореферат дис. ... канд. техн. наук / Т. М. Арутюнян – Моск. энерг. ин-т (МЭИ ТУ). – 2009 . – 20 с.

67. **Арутюнян, Т.М.** Проблемы повышения достоверности и надежности информационного обеспечения современных АСУ ТП / Т. М. Арутюнян, Э.К. Аракелян, В. А. Макарьян // Вестник Московского энергетического института. - 2007. - № 6. - С. 114-120.

68. **Бродов, Ю.М.** Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок / Ю.М. Бродов и др.; под общ. ред. Ю.М. Бродова. – М.: Изд. дом МЭИ. – 2008. – 480 с.

69. **Кирсанов, И.Н.** Конденсационные установки / И.Н. Кирсанов. – М.; Л.: Энергия. – 1965. – 376 с.

70. **Аронсон, К.Э.** Теплообменники энергетических установок: учебник для вузов / К.Э. Аронсон и др.; под ред. Ю.М. Бродова. – Екатеринбург : Сократ. – 2002. – 968 с.

71. **Кузнецов, Н.В.** Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова и др. – М. : Энергия – 1973. – 296 с.

72. **Рыжкин, В.Я.** Тепловые электрические станции : учебник для вузов / В.Я. Рыжкин – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. – 1987. – 328 с.

73. **Заславский, С.А.** Исследование тепловой экономичности и способов улучшения динамических характеристик блоков, регулируемых методом скользящего давления: Автореферат дис. ... канд. техн. наук. Л.: ЛПИ, 1972. – 27 с.

74. **Цейтлин, Р.А.** К вопросу о точности автоматизированного вычисления технико-экономических показателей энергоблока / Р.А. Цейтлин, В.И. Степанов, Э.Д. Шестов // Теплоэнергетика. – 1975. – №1. – с. 8-13.

75. **Замалеев, М.М.** Анализ тепловых схем энергоблоков повышенной эффективности // М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Проблемы энергетики. Известия вузов. – 2006. – № 9-10. – С. 3-14.

76. **Замалеев, М.М.** К оценке тепловой экономичности энергоблоков повышенной эффективности Текст. / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 6. – С. 43-46.

77. **Мошкарин, А.В.** К анализу тепловых схем ТЭЦ / А.В. Мошкарин, М.И. Щепетильников // Теплоэнергетика. – 1993. – № 12. – С 45-49.

78. **Мошкарин, А.В.** Методы анализа тепловой экономичности и способы проектирования энергетических объектов тепловых электростанций : дис. докт. техн. наук / А.В. Мошкарин – Иваново: ИГЭУ. – 1995. – 410 с.

79. **Мошкарин, А.В.** Анализ тепловых схем ТЭС / А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников. – Иваново: ИГЭУ. – 2010. – 458 с.

80. **Тихонов, А.Н.** Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин – М.: Наука. – 1979. – 285 с.

81. **Тихонов, А.Н.** Регуляризирующие алгоритмы и априорная информация / А.Н. Тихонов, А.В. Гончарский, В.В. Степанов, А.Г. Ягола – М.: Наука. – 1983. – 200 с.
82. **Тихонов, А.Н.** Численные методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, А.В. Гончарский, В.В. Степанов, А.Г. Ягола – М.: Наука – 1990. – 232 с.
83. **Тихонов, А.Н.** Нелинейные некорректные задачи / А.Н. Тихонов, А.С. Леонов, А.Г. Ягола – М.: Наука. – 1995. – 312 с.
84. **Бродов, Ю.М.** Повышение эффективности и надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок / Под ред. Ю. М. Бродова. – Екатеринбург. – 2004. – 464 с.
85. **Качан, А.Д.** Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. – Минск: Высшая школа. – 1985. – 176 с.
86. **Дорохов, И.Н.** Системный анализ процессов химической технологии. Интеллектуальные системы и инженерное творчество в задачах интенсификации химико-технологических процессов и производств / И.Н. Дорохов, В.В. Меньшиков. – М.: Наука. – 2005. – 584 с.
87. **Подinovский, В.В.** Парето-оптимальные решения многокритериальных задач / В.В. Подinovский, В.Д. Ногин. – М.: Наука. – 1982. – 360 с.
88. **Кафаров, В.В.** Оптимизация тепломассообменных процессов и систем / В.В. Кафаров, В.П. Мешалкин, Л.В. Гурьева. – М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 192 с.
89. **Каневец, Г.Е.** Об оптимальном распределении эксергетических потерь / Г.Е. Каневец, Л.К. Вукович, В.Р. Никульшин // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1979. – № 2. – С. 87 – 92.
90. **Шаргут, Я.** Эксергия / Я. Шаргут, Р. Петела. – М.: Энергия. – 1968. – 240 с.
91. **Бродянский, В.М.** Эксергетический метод и его приложения / под ред. В.М. Бродянского. – М.: Мир. – 1967. – 172 с.

92. **Бродянский, В.М.** Эксергетический метод термодинамического анализа / В.М. Бродянский. – М.: Энергия. – 1973. – 217 с.
93. **Вержбицкий, В.М.** Основы численных методов / В.М. Вержбицкий. – М.: Высшая школа. – 2002. – 840 с.
94. **Ногин, В.Д.** Принятие решений в многокритериальной среде: количественный подход. – М.: ФИЗМАТЛИТ. – 2005. – 176 с.
95. **Вентцель, Е.С.** Исследование операций: задачи, принципы, методология. – М.: Дрофа. – 2004. – 207 с.
96. **Таха, Х.А.** Введение в исследование операций / Х.А. Таха. – М.: Вильямс. – 2005. – 908 с.
97. **Фиакко, А.** Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации / А. Фиакко, Г. Мак-Кормик. – М.: Мир. – 1972. – 236 с.
98. **Фан-Лянь-Цэнь.** Дискретный принцип максимума / Фан-Лянь-Цэнь, Валь Чу-сен. – М.: Мир. – 1967. – 183 с.
99. **Алексеев, В.В.** Элементы теории множеств и теории графов / В.В. Алексеев – Саров: СарФТИ. – 2001. – 30 с.
100. **Методические** указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций – РД 34.30.501 : утв. Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем 04.06.1985 : ввод. в действие с 01.07.1986. – М.: Изд-во стандартов. – 1986. – 102 с.
101. **Новицкий, П.В.** Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, И.А. Зограф И. – Л: Энергоатомиздат. – 1985. – 248 с.
102. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций: РД 153-34.0-11.337-97. – М.: ОРГРЭС. – 1997. – 16 с.
103. **ГОСТ 8.009-84.** Нормируемые метрологические характеристики средств измерений. МКС 17.020. ОКСТУ 0008. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 28 мая 1985 г. № 1503 дата вве-

дения установлена 01.01.86. Взамен ГОСТ 8.009-72. переиздание: октябрь 2003 г. – 27 с.

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

105. **Ухоботин, М.А.** Испытание паровых турбогенераторов / М.А. Ухоботин // Мин-во электростанций СССР : ОРГРЭС. – М.; Л.: Госэнергоиздат. – 1952. – 96 с.

106. **Иванова, Г.М.** Теплотехнические измерения и приборы: учебник для вузов / Г.М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков – М.: Изд-во МЭИ. – 2005. – 458 с.

107. **Линевиг, Ф.** Измерение температур в технике / Ф. Линевиг. – М.: Металлургия. – 1980. – 358 с.

108. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 1. Основные положения и определения: Р ИСО 5725-1-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 23 с.

109. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 2. Основной метод определения повторяемости и воспроизводимости стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-2-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 43 с.

110. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 3. Промежуточные показатели прецизионности стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-3-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 29 с.

111. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 4. Основные методы определения правильности стандартного метода измерений: Р ИСО

5725-4-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 24 с.

112. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 5. Альтернативные методы определения прецизионности стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-5-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 50 с.

113. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений : офиц. текст. В 6 ч. Ч. 6. Использование значений точности на практике: Р ИСО 5725-6-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: Изд-во стандартов. – 2002. – 43 с.

114. **ГОСТ 8.207-76.** Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений : офиц. текст.: введ. 15.03.1976. – М.: Гос. комитет стандартов Совета Министров СССР; М.: Изд-во стандартов. – 1976. – 11 с.

115. **Измерения** косвенные. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей : МИ 2083-90: Ввод. в действие с 01.01.1992. – М.: Изд-во стандартов. – 1991. – 11 с.

116. **Измерения** прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результатов измерений. Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений: Р 50.2.038-2004. – Взамен МИ 1552-86: утв. Федеральным агентством по техн. регулированию и метрологии 27.10.2004 : ввод. в действие с 01.01.05. – М.: Изд-во стандартов. – 2005. – 15 с.

117. **Боровков, А.А.** Математическая статистика: оценка параметров, проверка гипотез / А.А. Боровков. – М.: Изд-во «Наука». – 1984. – 472 с.

118. **Бендат, Дж.** Прикладной анализ случайных данных / Дж. Бендат, А. Пирсол.; перевод с англ. д-ра физ.-мат. наук В.Е. Привальского, А.И. Ко-

чубинского, под ред. акад. И.Н. Коваленко. – М.: Изд-во «Мир».– 1989. – 540 с.

119. **Шувалов, С.И.** Статистические методы обработки результатов измерений: учебное пособие / С.И. Шувалов. – Иваново: ИГЭУ. – 2003. – 68 с.

120. **Hoerl A.E., Kennard R.W.** Ridge Regression: Biased Estimation for Non orthogonal Problems / *Technometrics*. – 1970. – no. 12. – pp. 55 – 67.

121. **Hoerl A.E., Kennard R.W.** Ridge regression - 1980. Advances, algorithms, and applications. / *Amer. J. Math. Management Sci.* – 1981. – no. 1. – pp. 5–83.

122. **Hoerl A.E.** Application of ridge analysis to regression problems / *Chemical Engineering Progress*. – 1958, pp. 54–59.

123. **Engl H.W., Hanke M., Neubauer A.** Regularization of Inverse Problems. – Dordrecht, Kluwer Acad. Publ. – 1996. – Auflage 2000.

124. **Engl H.W., McLaughlin J. (eds.).** Inverse Problems and Optimal Design in Industry. – Teubner, Stuttgart. – 1994.

125. **Identification** of parameters in polymer crystallization, semiconductor models and elasticity via iterative regularization methods / H.W. Engl, V.G. Romanov, S.I. Kabanikhin, Yu.E. Anikonov, A.L. Bukhgeim (eds.) // *Ill-Posed and Inverse Problems*. – VSP Niederlande. – 2004. – pp. 99-126.

126. **Groetsch C. W.** The theory of Tikhonov Regularization for Fredholm Equations. – Boston Pitman Publication. – 1984. – 104 p.

127. **Groetsch C. W.** Inverse problems in the mathematical sciences. – Braunschweig, Vieweg. – 1993. – V.52.

128. **Ледуховский, Г.В.** Расчет номинальных показателей тепловой экономичности ТЭС / Г.В. Ледуховский, А.А. Пospelov, В.С. Арсенов, А.П. Зимин, А.А. Разинков // ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново. – 2015. – Гл. 6. – С. 206–399.

129. **Ледуховский, Г.В.** Решение задачи регуляризации материальных потоков в сложных энергетических системах / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, А.П. Зимин // Вестник ИГЭУ. – 2013. – вып. 2. – с. 5-9.

130. **Ледуховский, Г.В.** Векторная регуляризация материальных потоков в энергетических системах сложной структуры / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, А.П. Зимин // Вестник ИГЭУ. – 2013. – вып. 4. – с. 5-11.

131. **Ледуховский, Г.В.** Задача многокритериальной регуляризации потоков энергии и теплоносителя в энергетических системах сложной структуры / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, А.П. Зимин // Вестник ИГЭУ. – 2013. – вып. 6. – с. 5-10.

132. **Ледуховский, Г.В.** Алгоритмы сведения материальных и энергетических балансов при расчетах технико-экономических показателей оборудования ТЭС на основе метода регуляризации некорректны задач / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, А.П. Зимин, А.А. Разинков // Теплоэнергетика. – 2015. – № 8. – с. 72-80.

133. **Зимин, А.П.** Разработка методики совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета в системе расчета показателей тепловой экономичности оборудования ПГУ-ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, С.Д. Горшенин, В.А. Буданов, А.Е. Барочкин // Вестник ИГЭУ. – 2017. – вып. 2. – с. 5-12.

134. **Зимин, А.П.** Тепловые испытания турбины ПТ-26-2,9 КТЗ для проверки гарантий завода-изготовителя / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Девятнадцатая междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 4-х т. Т. 4 – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 334 с. С. 127.

135. **Зимин, А.П.** Гарантийные тепловые испытания паровой турбины после модернизации системы регулирования / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский // Теплоэнергетика: Восьмая междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2013»: Материалы конференции. В 7 т.

Т.1, Ч.1 – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2013, – 252 с. С 25-27.

136. **Ледуховский, Г.В.** Регуляризация данных мониторинга материальных потоков в сложных энергетических системах / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, А.П. Зимин // Математические методы в технике и технологиях – ММТТ-26: XXVI Междунар. науч. конф.: в 10 т. Т.9 / под общ. ред. А.А. Большакова. – Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т, 2013. –С. 375-377.

137. **Зимин, А.П.** Решение задачи проверки качества технических измерений для систем контроля тепловой экономичности оборудования ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Девятая междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 4-х т. Т. 4 – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 372 с. С. 121.

138. **Зимин, А.П.** Алгоритм оценки достоверности результатов измерения расходов теплоносителей для программно-технических комплексов ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков // Теплоэнергетика: Девятая междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2014»: Материалы конференции. В 7 т. Т.1, Ч.1 – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2014, – 230 с. С 22-25.

139. **Зимин, А.П.** Процедура оценки достоверности результатов измерения расходов теплоносителей для программно-технических комплексов ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин // Сборник материалов докладов Национального конгресса по энергетике, 8–12 сентября 2014 г.: в 5 т. Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. – 496 с. С. 241-249.

140. **Зимин, А.П.** Влияние способа сведения материальных балансов по данным первичного учета на точность показателей тепловой экономичности ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать первая междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 4-х т. Т. 4 – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 303 с. С. 56.

141. **Зимин, А.П.** Точность расчета показателей тепловой экономичности ТЭС в зависимости от способа сведения материальных балансов по данным первичного учета / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков // Теплоэнергетика: Десятая междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015»: Материалы конференции. В 7 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015, – 208 с. С 30-31.

142. **Зимин, А.П.** О влиянии метода сведения материальных балансов по данным первичного учета на достоверность фактических значений показателей тепловой экономичности ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XVIII Бенардосовские чтения): междунар. науч.-техн. конф.: 27-29 мая 2015 г.: Материалы конференции. Т. 2 / Под. ред. С.В. Тарарыкина, В.В. Тютикова, В.А. Шуина и др. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – 340 с. С. 3-6.

143. **Зимин, А.П.** О методе сведения материального баланса при обработке опытных данных при испытаниях турбоустановки / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков // Теплоэнергетика: Одиннадцатая междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2016»: Материалы конференции. В 6 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2016, – 206 с. С 20-22.

144. **Зимин, А.П.** Сведение материальных и энергетических балансов по данным технического учета в задачах расчету ТЭП ПГУ-ТЭС / А.П. Зимин, С.Д. Горшенин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков // Теплоэнергетика: Двенадцатая междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2017»: Материалы конференции. В 6 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2017, – 260 с. С 41-42.

145. **Зимин, А.П.** Реализация алгоритмов совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета в системе

расчета показателей тепловой экономичности оборудования ПГУ-ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, С.Д. Горшенин // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Седьмая междунар. науч.-техн. конф.: 21-22 апреля 2017 г.: Сб. науч. тр. Т. 1. – Ульяновск: УлГТУ, 2017. – 329 с. С. 212-217.

146. **Зимин, А.П.** Опыт использования алгоритма совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета при расчете технико-экономических показателей ПГУ-ТЭС / А.П. Зимин, Г.В. Ледуховский, В.А. Буданов, С.Д. Горшенин, А.Е. Барочкин // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XIX Бенардосовские чтения): Междунар. науч.-техн. конф.: 31 мая – 2 июня 2017 г.: Материалы конференции. Т 2 / Под. ред. С.В. Тарарыкина, В.В. Тютикова, В.А. Шуина и др. – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский государ. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2017. – 388 с. С. 44-47.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Документы, подтверждающие
практическую реализацию
результатов работы**

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель Генерального
директора – Главный инженер
ООО «Ситиэнерго»



Карпов В.В.

«27» декабря 2016 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

Настоящим подтверждается, что в 2016 году коллективом сотрудников ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» в составе: канд. т. наук., доцент Ледуховский Г.В. – руководитель работ; канд. т. наук Горшенев С.Д.; ассистент Зимин А.П.; канд. т. наук Коротков А.А.; канд. т. наук Барочкин А.Е., – выполнена разработка нормативно-технической документации по топливоиспользованию, алгоритмов сведения пароводяного, теплового, топливного, электрического балансов, расчета фактических технико-экономических показателей ПГУ ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго».

Разработанный алгоритм совместного сведения пароводяного и теплового балансов энергоблоков ПГУ обеспечивает расчет действительных параметров потоков теплоносителей (по газотурбинным установкам, котлам-утилизаторам, паротурбинной установке и вспомогательным общестанционными системам и установкам) по данным теплотехнических измерений с учетом разной степени достоверности измеряемых параметров.

Разработанные алгоритмы и средства их компьютерной поддержки внедрены в производственный процесс и используются группой учета производственно-технического отдела ТЭС при ежесуточном контроле состояния системы технического учета (путем оценки невязок материальных балансов по отдельным узлам тепловой схемы и анализа динамики их изменения во времени), а также при ежемесячных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС в рамках подготовки государственной статистической отчетности (путем совместного сведения материальных и тепловых балансов, сведения топливного и электрического балансов с расчетом фактических и номинальных значений технико-экономических показателей).

Внедрение комплекса алгоритмов и программ позволило выявить недостатки существующей системы технического учета и отчетности, сформулировать рекомендации по установке ряда дополнительных средств измерения параметров потоков теплоносителей, а также организовать ежесуточный комплексный контроль технического состояния и экономичности оборудования ТЭС. Экономическая эффективность внедрения комплекса алгоритмов и программ обусловлена повышением точности прогнозирования технико-экономических показателей ТЭС при формировании заявок на оптовом рынке электроэнергии и мощности, возможностью оперативного обнаружения и устранения неисправностей в работе элементов системы мониторинга показателей тепловой экономичности оборудования, а также выявленными резервами тепловой экономичности в количестве 1308 т у.т. в год.

Начальник производственно-технического отдела
ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго»

М.И. Прокофьев

АКТ

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (канд. т. наук, доцент Ледуховский Г.В. – руководитель работ; аспирант Зимин А.П. – исполнитель) выполнена разработка алгоритмов сведения материальных и энергетических балансов и расчета номинальных показателей работы оборудования Омской ТЭЦ-4 в рамках реализации проекта внедрения автоматизированной системы расчета технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования «ТЭС-Эксперт» (разработчик – ЗАО «Ивэнерго-сервис», г. Иваново).

Реализован следующий объем работ:

- проведен анализ утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию (НТД по ТИ) ТЭЦ, выявлены имеющиеся недостатки энергетических характеристик оборудования и алгоритма расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;
- выполнена актуализация энергетических характеристик турбинного оборудования с разработкой ранее отсутствовавших в составе НТД по ТИ поправочных зависимостей на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий;
- разработан уточненный макет расчета номинальных показателей турбоагрегатов, содержащий не регламентированные нормативными документами алгоритмы расчета номинальных расходов пара по проточной части турбин (применительно к турбоагрегатам Т-100-130 и ПТ-135-130) с учетом поправок к расходам пара в ЧСД, ЧНД и в конденсатор;
- разработана методика совместного сведения материальных и энергетических балансов по участкам тепловой схемы ТЭЦ, интегрированная в алгоритм расчета фактических показателей тепловой экономичности оборудования;
- выполнен расчет составляющих резерва тепловой экономичности оборудования по месяцам базового года.

Реализация авторской методики совместного сведения материальных и энергетических балансов по участкам тепловой схемы ТЭЦ позволила обеспечить удовлетворительное совпадение общего резерва тепловой экономичности каждого агрегата с суммой составляющих резерва тепловой экономичности, а также существенно более полное совпадение номинальных и фактических показателей работы отдельных единиц оборудования.

Результаты работы рекомендуется использовать при совершенствовании нормативной базы системы контроля показателей тепловой экономичности ТЭС России.

Начальник производственно-
технического отдела
АО «ТГК-11»



Обухова Марина Алексеевна



МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования

**«Ивановский государственный
энергетический университет
имени В.И. Ленина»
(ИГЭУ)**

ул. Рабфаковская, 34, г. Иваново, 153003
тел.(4932) 32-72-43, факс (4932) 38-57-01
e-mail: office@ispu.ru <http://igzy.pф> <http://ispu.ru>

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе,
д-р техн. наук, профессор



Тютиков В.В.

2017 г.

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы

Настоящим подтверждается, что при повышении квалификации работников производственно-технических отделов ТЭС на базе Института повышения квалификации и переподготовки кадров (в энергетике) при ИГЭУ по программе «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭС» используются следующие результаты кандидатской диссертации Зимина Артема Павловича:

1) алгоритмы совместного сведения материальных и энергетических балансов по данным технического учета в технологических системах ТЭС и методические рекомендации по их использованию при подготовке государственной статистической отчетности ТЭС о показателях тепловой экономичности оборудования;

2) методические рекомендации по совершенствованию алгоритмов расчета номинальных показателей турбоагрегатов ТЭС, утверждаемых в составе нормативно-технической документации по топливоиспользованию;

3) результаты вариантных расчетов, характеризующие опыт использования автоматизированных систем сбора и первичной обработки данных систем мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации режимов работы оборудования на ряде ТЭС России.

Указанные результаты диссертационной работы отражены в презентационных материалах, применяемых при проведении лекционных и практических занятий со слушателями, а также в учебном пособии «Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС» (авторы Г.В. Ледуховский, А.А. Поспелов), используемом в качестве основной учебной литературы по программе повышения квалификации.

Директор ИПК и ПК ИГЭУ
канд. т. наук, доцент

Озерова Светлана Леонидовна

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Пример обработки результатов гарантийных
испытаний турбоагрегата ПТ-26/29-2,9/1,3 КТЗ
Кизеловской ГРЭС (вариант № 1)**

Усредненные результаты измерения контролируемых параметров в опытах. Тарировочные опыты

Таблица П2.1

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах				
					1г	2г	3г	4г	5г
1	Давление атмосферное на площадке обслуживания турбины	мм.рт.ст.	$P_{\text{атм}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	734,50	734,50	734,56	734,45	734,60
2	Температура в помещении установки средства измерения атмосферного давления	°C	$t_{\text{атм}}$	Разовый замер в опыте	22,4	22,1	22,2	22,4	22,6
3	Мощность на клеммах турбогенератора активная (оценочно, по ваттметру)	МВт	N_r^y	Усреднение первичных результатов замеров	13,89	16,77	20,61	23,74	26,17
4	Время опыта	с	τ	Длительность опыта	1798	1798	1798	1798	1798
5	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	34,18	39,86	49,33	57,82	65,29
6	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	°C	$t_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	399,29	403,89	403,95	404,03	405,70
7	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, избыточное	кгс/см ²	$P_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	29,86	29,85	29,84	29,83	29,82
8	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	33,35	39,97	50,35	59,70	66,75
9	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	°C	$t_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	411,03	412,95	413,38	413,88	413,88
10	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, избыточное	кгс/см ²	$P_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	29,88	29,93	29,85	29,77	29,74
11	Расход основного конденсата на деаэраторы (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{\text{ОК на ДПВ}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	71,79	84,35	104,70	122,49	136,59

12	Температура основного конденсата на деаэраторы	°C	t_{OK}^y на ДПВ	Усреднение первичных результатов замеров	40,75	42,71	51,71	59,00	63,61
13	Давление основного конденсата за РУК, избыточное	кгс/см ²	P_{OK}^y за РУК	Усреднение первичных результатов замеров	2,29	2,42	2,66	2,92	3,15
14	Давление (разрежение) в конденсаторе	кгс/см ²	P_2^y	Усреднение первичных результатов замеров	-0,9311	-0,9210	-0,8689	-0,8114	-0,7634
15	Давление (разрежение) в конденсаторе (дублирующий)	кгс/см ²	$P_2^{дубл(y)}$	Усреднение первичных результатов замеров	-0,95	-0,94	-0,89	-0,83	-0,78
16	Температура в помещении установки средства измерения давления (разрежения) в конденсаторе	°C	t_2	Разовый замер в опыте	30,2	30,5	31,0	31,2	31,1
17	Давление пара в камере производственного отбора турбины до IPO, избыточное	кгс/см ²	$P_{к, IPO}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	3,76	4,79	6,42	7,86	9,00
18	Давление уплотняющего пара за РПУ, избыточное	кгс/см ²	$P_{упл}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	0,064	0,064	0,063	0,054	0,064
19	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на начало опыта	мм	H_K^H	Результат первого замера	467,4	506,5	512,1	546,2	566,4
20	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на конец опыта	мм	H_K^K	Результат последнего замера	473,4	495,1	518,1	545,1	574,0

Таблица П2.2

Значения поправок, известные систематические погрешности. Тарировочные опыты

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах				
					1г	2г	3г	4г	5г
1	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара до ГПЗ по нитке А	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(A)}$	Обследование схемы измерений	-4,10	-4,10	-4,10	-4,10	-4,10
2	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара до ГПЗ по нитке Б	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(B)}$	Обследование схемы измерений	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20
3	Относительная высота установки средства измерения давления пара в камере производственного отбора до 1ПО	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (к. ПО)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Относительная высота установки средства измерения давления уплотняющего пара за РПУ	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (упл)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Относительная высота установки средств измерения давления (разрежения) в конденсаторе	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (2)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Относительная высота установки средства измерения давления основного конденсата за РУК	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (РУК)}$	Обследование схемы измерений	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
7	Высота установки расходомерной диафрагмы основного конденсата на деаэраторы относительно средства измерения давления основного конденсата за РУК	м	$\Delta H_{\text{ОК на ДПВ -РУК}}$	Обследование схемы измерений	-6,30	-6,30	-6,30	-6,30	-6,30

8	Шкаловая поправка барометра-анероида контрольного М67	мм.рт.ст.	$\Delta P_{\text{атм}}^{\text{шк}}$	$f(P_{\text{атм}}^y)$ - паспорт прибора	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
9	Температурная поправка барометра-анероида контрольного М67	мм.рт.ст.	$\Delta P_{\text{атм}}^t$	$f(P_{\text{атм}}^y; t_{\text{атм}})$ - паспорт прибора	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
10	Шкаловая поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 978	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{шк}}$	$f(P_z^y)$ - паспорт прибора	-0,0221	-0,0219	-0,0210	-0,0199	-0,0190
11	Температурная поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 978	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{ВО-978}}^t$	$f(P_z^y; t_2)$ - паспорт прибора	-0,0026	-0,0027	-0,0029	-0,0025	-0,0025

Окончательные результаты измерения контролируемых параметров в опытах. Тарировочные опыты

Таблица П2.3

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах				
					1т	2т	3т	4т	5т
1	Давление атмосферное на площадке обслуживания турбины	мм.рт.ст.	$P_{атм}^{и}$	$P_{атм}^{у} + \Delta P_{атм}^{шк} + \Delta P_{атм}^{т}$	734,58	734,57	734,63	734,53	734,69
2	Мощность на клеммах турбогенератора активная (оценочно, по ваттметру)	МВт	$N_T^{и}$	$N_T^{у}$	13,89	16,77	20,61	23,74	26,17
3	Время опыта	с	τ	τ	1798	1798	1798	1798	1798
4	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, измеренный	т/ч	$G_0^{и(А)}$	$f(\Delta P_{дм(0)}^{и(А)}, t_0^{и(А)}; P_0^{и(А)})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	35,30	40,95	50,58	59,15	66,51
5	Перепад на дифманометре расходомера свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	кгс/см ²	$\Delta P_{дм(0)}^{и(А)}$	Окончательные результаты измерений	0,1871	0,2542	0,3894	0,5350	0,6822
6	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	°С	$t_0^{и(А)}$	$t_0^{у(А)}$	399,29	403,89	403,95	404,03	405,70
7	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, абсолютное	кгс/см ²	$P_0^{и(А)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_0^{у(А)} + \Delta N_{отн(0)}^{(А)} * 10^{-1}$	30,447	30,438	30,432	30,416	30,409
8	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, измеренный	т/ч	$G_0^{и(Б)}$	$f(\Delta P_{дм(0)}^{и(Б)}, t_0^{и(Б)}; P_0^{и(Б)})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	34,17	40,88	51,30	60,59	67,53
9	Перепад на дифманометре расходомера свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	кгс/см ²	$\Delta P_{дм(0)}^{и(Б)}$	Окончательные результаты измерений	0,1781	0,2557	0,4056	0,5703	0,7129
10	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	°С	$t_0^{и(Б)}$	$t_0^{у(Б)}$	411,03	412,95	413,38	413,88	413,88
11	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, абсолютное	кгс/см ²	$P_0^{и(Б)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_0^{у(Б)} + \Delta N_{отн(0)}^{(Б)} * 10^{-1}$	30,558	30,609	30,529	30,450	30,419
12	Расход основного конденсата на деаэраторы	т/ч	$G_{ок на ДПВ}^{и}$	$f(\Delta P_{дм(ок)}^{и}, t_{ок на ДПВ}^{и}; P_{ок на ДПВ}^{и})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	72,44	84,97	105,21	122,84	136,82

13	Перепад на дифманометре расходомера основного конденсата	кПа	$\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}$ (ОК)	Окончательные результаты измерений	12,711	17,52	26,99	36,93	45,92
14	Температура основного конденсата на деаэраторы	°C	$t_{\text{ОК}}^{\text{и}}$ на ДПВ	$t_{\text{ОК}}^{\text{у}}$ на ДПВ	40,75	42,71	51,71	59,00	63,61
15	Давление основного конденсата на деаэраторы, абсолютное	т/ч	$P_{\text{ОК}}^{\text{и}}$ на ДПВ	$0,932 \cdot (P_{\text{ОК}}^{\text{и}} \text{ за РУК} + \Delta H_{\text{ОК}}^{\text{и}} \text{ на ДПВ-РУК} \cdot 10^{-1})$, где 0,932 - коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводах основного конденсата при отключенном ПНД (оценка)	2,58	2,70	2,92	3,16	3,38
16	Давление основного конденсата за РУК, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{ОК}}^{\text{и}}$ за РУК	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{ОК}}^{\text{у}} \text{ за РУК} + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{у}} (\text{РУК}) \cdot 10^{-1}$	3,39	3,52	3,77	4,02	4,25
17	Давление в конденсаторе, абсолютное	кгс/см ²	$P_2^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_2^{\text{у}} + \Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{шк}} + \Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{т}} + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{т}} (2) \cdot 10^{-1}$	0,0428	0,0531	0,1059	0,1648	0,2139
18	Давление в конденсаторе, абсолютное (дублирующий)	кгс/см ²	$P_2^{\text{дубл}} (\text{и})$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_2^{\text{дубл}} (\text{у}) + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{т}} (2) \cdot 10^{-1}$	0,0487	0,0586	0,1120	0,1686	0,2188
19	Давление в конденсаторе, абсолютное (принятое в расчетах)	кгс/см ²	$P_2^{\text{пр}} (\text{и})$	$P_2^{\text{и}}$ (образцовый вакуумметр)	0,0428	0,0531	0,1059	0,1648	0,2139
20	Давление пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{к.ПО}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{к.ПО}}^{\text{у}} + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{т}} (\text{к.ПО}) \cdot 10^{-1}$	4,76	5,79	7,42	8,85	10,00
21	Давление уплотняющего пара за РПУ, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{упл}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{упл}}^{\text{у}} + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{т}} (\text{упл}) \cdot 10^{-1}$	1,063	1,063	1,062	1,053	1,063
22	Уровень в конденсатосборнике на начало опыта	мм	$H_{\text{к}}^{\text{и}}$	$H_{\text{к}}^{\text{и}}$	467	506	512	546	566
23	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на конец опыта	мм	$H_{\text{к}}^{\text{к}}$	$H_{\text{к}}^{\text{к}}$	473	495	518	545	574

Таблица П2.4

Расчет протечек через концевые уплотнения. Тарировочные опыты

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах				
					1т	2т	3т	4т	5т
1	Давление перед 1 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{1o.ПКУ}$	Среднее давление пара перед первой обоймой переднего концевой уплотнения	14,66	15,15	15,92	16,64	17,26
2	Давление за 1 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{1o.ПКУ}$	$1,023 \cdot P_{к.по}^n$, где 1,023 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе отсоса (оценочный расчет)	4,866	5,919	7,589	9,058	10,233
3	Средний диаметр 1 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$D_y^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0	467,0	467,0
4	Средний радиальный зазор 1 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$\delta^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475
5	Число гребешков 1 обоймы переднего концевой уплотнения	шт	$z^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48	48	48	48	48
6	Удельный объем пара перед 1 обоймой переднего концевой уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{1o.ПКУ}$	$f(P_1^{1o.ПКУ}; h_0^n)$, где $h_0^n = f((P_0^{n(A)} + P_0^{n(B)})/2; (t_0^{n(A)} + t_0^{n(B)})/2)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,2137	0,2050	0,1961	0,1891	0,1831
7	Протечка пара через 1 обойму переднего концевой уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{1o.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,89	0,90	0,90	0,89	0,89
8	Давление перед 2 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{2o.ПКУ}$	$p_2^{1o.ПКУ}$	4,866	5,919	7,589	9,058	10,233

9	Давление за 2 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{2o.ПКУ}$	$0,983 * P_{упл}^{и}$, где 0,983 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,045	1,045	1,044	1,035	1,045
10	Средний диаметр 2 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$D_y^{2o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0	467,0	467,0
11	Средний радиальный зазор 2 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$\delta^{2o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
12	Число гребешков 2 обоймы переднего концевой уплотнения	шт	$Z^{2o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48	48	48	48	48
13	Удельный объем пара перед 2 обоймой переднего концевой уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{2o.ПКУ}$	$f(P_1^{2o.ПКУ}; h_0^{и})$, где $h_0^{и} = f((P_0^{и(A)} + P_0^{и(B)})/2; (t_0^{и(A)} + t_0^{и(B)})/2)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,6336	0,5238	0,4084	0,3422	0,3035
14	Протечка пара через 2 обойму переднего концевой уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{2o.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,32	0,40	0,51	0,60	0,68
15	Давление перед 1 обоймой заднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{1o.ЗКУ}$	$0,972 * P_{упл}^{и}$, где 0,972 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,033	1,033	1,032	1,023	1,033
16	Давление за 1 обоймой заднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{1o.ЗКУ}$	$1,02 * P_2^{пр(в)}$, где 1,02 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в выходном патрубке турбины (оценочный расчет)	0,0437	0,0541	0,1081	0,1681	0,2181
17	Средний диаметр 1 обоймы заднего концевой уплотнения	мм	$D_y^{1o.ЗКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	318,0	318,0	318,0	318,0	318,0

18	Средний радиальный зазор 1 обоймы заднего концевой уплотнения	мм	$\delta^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450
19	Число гребешков 1 обоймы заднего концевой уплотнения	шт	$z^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	8	8	8	8	8
20	Удельный объем пара перед 1 обоймой заднего концевой уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{10.3КУ}$	$f(P_1^{10.3КУ}; h_{упл})$, - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара, где $h_{упл} = 706$ ккал/кг - средняя энтальпия уплотняющего пара	2,3338	2,3338	2,3361	2,3571	2,3338
21	Протечка пара через 1 обойму заднего концевой уплотнения (в цилиндр)	т/ч	$G_{пр}^{10.3КУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Таблица П2.5

Сведение материального баланса по турбоустановке. Тарировочные опыты

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах				
					1т	2т	3т	4т	5т
1	Протечка пара через переднее концевое уплотнение по расчету	т/ч	$G_{\text{прот}}^{\text{ПКУ (р)}}$	$G_{\text{пр}}^{10.ПКУ}$	0,89	0,90	0,90	0,89	0,89
2	Протечка пара через переднее концевое уплотнение по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{\text{прот}}^{\text{ПКУ (зав)}}$	$f(G_0^H)$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	0,31	0,37	0,47	0,56	0,62
3	Возврат пара из переднего концевого уплотнения в камеру производственного отбора по расчету	т/ч	$G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (р)}}$	$G_{\text{пр}}^{10.ПКУ} - G_{\text{пр}}^{20.ПКУ}$	0,56	0,50	0,39	0,29	0,20
4	Возврат пара из переднего концевого уплотнения в камеру производственного отбора по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (зав)}}$	$f(G_0^H)$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06
5	Протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы производственного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ПО на ЭУ}}$	Принято (оценочный расчет при фактическом удельном объеме пара в камере П-отбора)	0,114	0,134	0,170	0,202	0,224
6	Протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы теплофикационного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ТО на ЭУ}}$	Принято (оценочный расчет при фактическом удельном объеме пара в камере Т-отбора)	0,058	0,066	0,086	0,098	0,111
7	Протечка пара через заднее концевое уплотнение (в цилиндр) по расчету (заводские данные отсутствуют)	т/ч	$G_{\text{прот}}^{\text{ЗКУ (р)}}$	$G_{\text{пр}}^{10.ЗКУ}$	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

8	Расход конденсата пара 1-й ступени основного эжектора, сбрасываемого в конденсатор	т/ч	$G_{к.ОЭ}^{1 ст}$	Принято по заводской характеристике эжектора	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
9	Присос охлаждающей воды в конденсаторе	т/ч	$G_{присОВ}$	Определено по результатам химического анализа проб свежего пара, турбинного конденсата с напора КЭН и циркуляционной воды на жесткость общую	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237
10	Расход основного конденсата на деаэраторы	т/ч	$G_{ОК на ДПВ}^{и}$	$G_{ОК на ДПВ}^{и}$	72,44	84,97	105,21	122,84	136,82	136,82
11	Сброс пара из РПУ в конденсатор	т/ч	$G_{сброс РПУ в К}$	Принято (оценочный расчет)	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
12	Объем конденсата в конденсаторосборнике конденсатора на начало опыта	м ³	$V_{к}^{и}$	$f(H_{к}^{и})$ - по геометрическим характеристикам конденсаторосборника конденсатора с фактической привязкой к уровню	1,33	1,46	1,48	1,59	1,66	1,66
13	Объем конденсата в конденсаторосборнике конденсатора на конец опыта	м ³	$V_{к}^{к}$	$f(H_{к}^{к})$ - по геометрическим характеристикам конденсаторосборника конденсатора с фактической привязкой к уровню	1,35	1,42	1,50	1,59	1,69	1,69
14	Поправка к расходу на отклонение уровня в конденсаторосборнике конденсатора на начало и конец опыта	т/ч	$\Delta G_{ур.К}$	$0,990 \cdot (V_{к}^{и} - V_{к}^{к}) / (\tau/3600)$	-0,04	0,07	-0,04	0,01	-0,05	-0,05
15	Расход свежего пара на турбину, измеренный	т/ч	$G_0^{и}$	$G_0^{и(A)} + G_0^{и(B)}$	69,47	81,84	101,88	119,74	134,04	134,04
16	Расход свежего пара на турбину, по балансу	т/ч	$G_0^{бал}$	$G_{ОК на ДПВ}^{и} + G_{отс}^{РД ТО на ЭУ} + G_{прот}^{ПКУ (р)} - G_{присОВ} - \Delta G_{ур.К} - G_{сброс РПУ в К} - G_{к.ОЭ}^{1 ст} - G_{прот}^{ЗКУ (р)} - G_{возвр}^{ПКУ (р)}$	72,23	84,76	105,28	123,00	137,15	137,15

17	Небаланс материального баланса по турбоустановке	т/ч	$\Delta G_0^{\text{бал}}$	$G_0^{\text{бал}} - G_0^{\text{и}}$	2,76	2,92	3,40	3,26	3,12
18	То же, %	%	$\Delta G_0^{\text{бал}} \%$	$100 * \Delta G_0^{\text{бал}} / G_0^{\text{и}}$	3,97	3,57	3,34	2,72	2,33
19	Среднее значение поправки к показаниям расходомеров свежего пара (суммарной по двум расходомерам), учитываемой при обработке основных опытов	т/ч	$\Delta G_0^{\text{тар}}$	Зависимость $\Delta G_0^{\text{бал}}$ от расхода свежего пара отсутствует. Принято среднее значение из массива	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
20	Небаланс материального баланса по турбоустановке с учетом тарировочной поправки	т/ч	$\Delta G_0^{\text{бал}} /$	$G_0^{\text{бал}} - (G_0^{\text{и}} + \Delta G_0^{\text{тар}})$	-0,33	-0,17	0,31	0,17	0,03
21	То же, %	%	$\Delta G_0^{\text{бал}} \%$	$100 * \Delta G_0^{\text{бал}} / G_0^{\text{и}}$	-0,48	-0,21	0,30	0,14	0,02
22	Вывод о сходимости материального баланса	-	-	п. Е.2.3 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	+	+	+	+	+

Усредненные результаты измерения контролируемых параметров в опытах. Основные опыты

Таблица П2.6

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
1	Давление атмосферное на площадке обслуживания турбины	мм.рт.ст.	$P_{\text{атм}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	747,53	747,90	748,00	748,27
2	Температура в помещении установки средства измерения атмосферного давления	°C	$t_{\text{атм}}$	Разовый замер в опыте	23,4	23,5	23,4	23,2
3	Мощность на клеммах турбогенератора активная (оценочно, по ваттметру)	МВт	N_T^y	Усреднение первичных результатов замеров	21,07	23,22	25,14	23,64
4	Мощность на клеммах турбогенератора активная (по показаниям счетчика)	кВт	$N_{T,\text{сч.}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	21206,90	23369,73	25303,51	23536,10
5	$\cos(\varphi)$ генератора	ед.	$\cos(\varphi)^y$	Усреднение первичных результатов замеров	0,943	0,940	0,943	0,936
6	Время опыта	с	τ	Длительность опыта	3596	3596	2697	3596
7	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	113,00	116,49	119,91	116,60
8	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	°C	$t_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	398,50	398,50	398,50	401,83
9	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, избыточное	кгс/см ²	$P_0^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	29,75	29,73	29,67	29,68
10	Температура свежего пара перед стопорным клапаном по нитке А	°C	$t_{0\text{ск}}^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	398,49	398,49	398,32	400,20
11	Давление свежего пара на перед стопорным клапаном по нитке А, избыточное	кгс/см ²	$P_{0\text{ск}}^{y(A)}$	Усреднение первичных результатов замеров	27,77	27,62	27,51	27,61

12	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	115,33	120,34	125,01	120,16
13	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	°C	$t_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	405,73	405,73	404,90	409,14
14	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, избыточное	кгс/см ²	$P_0^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	29,71	29,71	29,71	29,70
15	Температура свежего пара перед стопорным клапаном по нитке Б	°C	$t_{0\text{ск}}^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	405,71	403,91	403,09	407,28
16	Давление свежего пара на перед стопорным клапаном по нитке Б, избыточное	кгс/см ²	$P_{0\text{ск}}^{y(B)}$	Усреднение первичных результатов замеров	27,87	27,71	27,58	27,71
17	Расход основного конденсата на деаэраторы (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{\text{ОК}} \text{ на ДПВ}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	60,25	67,68	74,39	67,86
18	Температура основного конденсата на деаэраторы	°C	$t_{\text{ОК}} \text{ на ДПВ}^y$	Итерационный расчет с учетом работы ПНД и сливного насоса ПНД	60,25	63,05	65,27	63,04
19	Давление основного конденсата за РУК, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{ОК}} \text{ за РУК}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	2,40	2,53	2,64	2,54
20	Давление (разрежение) в конденсаторе	кгс/см ²	P_2^y	Усреднение первичных результатов замеров	-0,9263	-0,9157	-0,8958	-0,9145
21	Давление (разрежение) в конденсаторе (дублирующий)	кгс/см ²	$P_2^{\text{дубл}}(y)$	Усреднение первичных результатов замеров	-0,95	-0,94	-0,92	-0,94
22	Температура в помещении установки средства измерения давления (разрежения) в конденсаторе	°C	t_2	Разовый замер в опыте	30,7	32,0	34,2	36,1
23	Давление пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{к.ПО}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	12,20	12,18	12,18	12,18

24	Температура пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО	°C	$t_{к.ПО}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	321,31	321,31	319,44	322,76
25	Расход пара производственного отбора в коллектор собственных нужд (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{ПО-СН}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	45,23	44,84	44,94	44,59
26	Давление пара в паропроводе производственного отбора на город (3 магистраль), избыточное	кгс/см ²	$P_{ПО-3маг}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	12,10	12,12	12,10	12,10
27	Температура пара в паропроводе производственного отбора на город (3 магистраль)	°C	$t_{ПО-3маг}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	323,93	323,70	321,11	325,21
28	Расход пара производственного отбора на город (3 магистраль) (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{ПО-3маг}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	103,09	101,48	102,23	101,83
29	Давление пара в камере теплофикационного отбора турбины, избыточное	кгс/см ²	$P_{к.ТО}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	1,034	0,995	0,960	0,979
30	Температура пара в камере теплофикационного отбора турбины	°C	$t_{к.ТО}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	173,84	165,75	158,92	164,95
31	Расход пара теплофикационного отбора на бойлер ХВО (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{ТО-БХВО}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	6,85	6,79	6,81	6,89

32	Расход пара теплофикационного отбора на бойлера отопления (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{\text{ТО-БОТ}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
33	Давление уплотняющего пара за РПУ, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{упл}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	0,065	0,055	0,055	0,055	0,055
34	Температура пара в трубопроводе отбора на ПВД	°C	$t_{\text{п.ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	237,65	235,21	233,69	236,54	236,54
35	Давление пара в трубопроводе отбора на ПВД, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{п.ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	2,453	2,682	2,874	2,688	2,688
36	Давление пара в корпусе ПВД-1, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{п.ПВД-1}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	2,19	2,42	2,59	2,27	2,27
37	Температура в помещении установки средства измерения давления пара в корпусе ПВД-1	°C	$t_{\text{п.ПВД-1}}$	Разовый замер в опыте	32,7	32,8	33,0	33,6	33,6
38	Температура конденсата греющего пара за ПВД-1	°C	$t_{\text{кпл.ПВД-1}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	134,48	136,85	138,75	135,58	135,58
39	Давление пара в корпусе ПВД-2, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{п.ПВД-2}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	2,36	2,57	2,77	2,40	2,40
40	Температура в помещении установки средства измерения давления пара в корпусе ПВД-2	°C	$t_{\text{п.ПВД-2}}$	Разовый замер в опыте	33,1	33,8	34,0	35,5	35,5
41	Температура конденсата греющего пара за ПВД-2	°C	$t_{\text{кпл.ПВД-2}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	136,26	138,36	139,86	136,66	136,66
42	Температура питательной воды до ПВД	°C	$t_{\text{в. до ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	99,52	100,49	100,54	100,79	100,79
43	Давление питательной воды на входе ПВД, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{в. до ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	44,38	44,11	43,65	44,09	44,09
44	Давление питательной воды за группой ПВД, избыточное	кгс/см ²	$P_{\text{в. за ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	43,90	43,59	43,04	43,50	43,50
45	Температура питательной воды за группой ПВД	°C	$t_{\text{в. за ПВД}}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	130,95	133,14	134,71	131,61	131,61

46	Температура питательной воды за ПВД-1	°C	$t_{в. за ПВД-1}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	129,95	132,19	133,66	130,93
47	Температура питательной воды за ПВД-2	°C	$t_{в. за ПВД-2}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	132,16	134,22	135,79	132,51
48	Расход питательной воды через ПВД (оценочно, по показаниям расходомера)	т/ч	$G_{пв}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	225,11	229,93	243,71	239,17
49	Температура основного конденсата до ПНД	°C	$t_{ок. до ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	45,42	47,48	48,68	46,88
50	Температура основного конденсата после ПНД	°C	$t_{ок. за ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	60,14	62,95	65,18	62,95
51	Температура пара в трубопроводе отбора на ПНД	°C	$t_{п. ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	105,57	103,57	100,88	102,16
52	Давление пара в трубопроводе отбора на ПНД, избыточное	кгс/см ²	$P_{п. ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	-0,670	-0,629	-0,590	-0,630
53	Давление пара в корпусе ПНД, избыточное	кгс/см ²	$P_{п. к. ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	-0,751	-0,723	-0,699	-0,729
54	Температура в помещении установки средства измерения давления пара в корпусе ПНД	°C	$t_{п. к. ПНД}$	Разовый замер в опыте	30,7	32,1	33,8	35,0
55	Температура конденсата греющего пара за ПНД	°C	$t_{кп. ПНД}^y$	Усреднение первичных результатов замеров	64,35	66,66	68,46	66,12
56	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на начало опыта	мм	H_K^H	Результат первого замера	444,1	444,2	433,3	436,0
57	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на конец опыта	мм	H_K^K	Результат последнего замера	425,2	424,1	450,9	435,9
58	Уровень конденсата в ПНД на начало опыта	мм	$H_{ПНД}^H$	Результат первого замера	328,7	323,6	327,9	335,0
59	Уровень конденсата в ПНД на конец опыта	мм	$H_{ПНД}^K$	Результат последнего замера	318,1	338,2	333,5	330,6

Значения поправок, известные систематические погрешности. Основные опыты

Таблица П2.7

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
1	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара до ГПЗ по нитке А	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(A)} (0)$	Обследование схемы измерений	-4,10	-4,10	-4,10	-4,10
2	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара до ГПЗ по нитке Б	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(B)} (0)$	Обследование схемы измерений	-3,20	-3,20	-3,20	-3,20
3	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара перед стопонным клапаном по нитке А	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(A)} (0 \text{ ск})$	Обследование схемы измерений	-3,60	-3,60	-3,60	-3,60
4	Относительная высота установки средства измерения давления свежего пара перед стопонным клапаном по нитке Б	м	$\Delta H_{\text{отн}}^{(B)} (0 \text{ ск})$	Обследование схемы измерений	-3,70	-3,70	-3,70	-3,70
5	Относительная высота установки средства измерения давления пара в камере производственного отбора до ППО	м	$\Delta H_{\text{отн}} (к.ПО)$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Относительная высота установки средства измерения давления уплотняющего пара за РПУ	м	$\Delta H_{\text{отн}} (упл)$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Относительная высота установки средства измерения давления пара в паропроводе производственного отбора на город (3 магистраль)	м	$\Delta H_{\text{отн}} (ПО-3\text{маг})$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00

8	Относительная высота установки средства измерения давления пара в камере теплофикационного отбора	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (к.ТО)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Относительная высота установки средства измерения давления пара в трубопроводе отбора на ПВД	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (п.ПВД)}$	Обследование схемы измерений	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10
10	Относительная высота установки средства измерения давления пара в корпусе ПВД-1	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (п.ПВД-1)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Относительная высота установки средства измерения давления пара в корпусе ПВД-2	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (п.ПВД-2)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Относительная высота установки средства измерения давления питательной воды на входе ПВД	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (в.до ПВД)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Относительная высота установки средства измерения давления питательной воды за группой ПВД	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (в.за ПВД)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Относительная высота установки средства измерения давления пара в трубопроводе отбора на ПНД	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (п.ПНД)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Относительная высота установки средств измерения давления (разрежения) в конденсаторе	м	$\Delta H_{\text{отн}} \text{ (2)}$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00

16	Относительная высота установки средства измерения давления основного конденсата за РУК	м	$\Delta H_{\text{отн}} (\text{РУК})$	Обследование схемы измерений	1,03	1,03	1,03	1,03
17	Высота установки расходомерной диафрагмы основного конденсата на деаэраторы относительно средства измерения давления основного конденсата за РУК	м	$\Delta H_{\text{ОК}} \text{ на ДПВ-РУК}$	Обследование схемы измерений	-6,30	-6,30	-6,30	-6,30
18	Высота установки расходомерной диафрагмы основного конденсата на деаэраторы относительно патрубка выхода основного конденсата из ПНД	м	$\Delta H_{\text{ОКнаДПВ-ПНД}}$	Обследование схемы измерений	3,00	3,00	3,00	3,00
19	Шкаловая поправка барометра-анероида контрольного М67	мм.рт.ст.	$\Delta P_{\text{атм}}^{\text{шк}}$	$f(P_{\text{атм}}^y)$ - паспорт прибора	0,02	0,01	0,01	0,01
20	Температурная поправка барометра-анероида контрольного М67	мм.рт.ст.	$\Delta P_{\text{атм}}^t$	$f(P_{\text{атм}}^y; t_{\text{атм}})$ - паспорт прибора	0,10	0,10	0,10	0,10
21	Шкаловая поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 978	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{шк}}$	$f(P_2^y)$ - паспорт прибора	-0,0220	-0,0218	-0,0215	-0,0218
22	Температурная поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 978	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{ВО-978}}^t$	$f(P_2^y; t_2)$ - паспорт прибора	-0,0029	-0,0033	-0,0040	-0,0048
23	Шкаловая поправка манометра показывающего для точных измерений МПТИ-УЗ зав. № 094104	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{МПТИ-094104}}^{\text{шк}}$	$f(P_{\text{н.ПВД-1}}^y)$ - паспорт прибора	-0,015	-0,017	-0,018	-0,015

24	Температурная поправка манометра показывающего для точных измерений МПТИ-УЗ зав. № 094104	кгс/см ²	$\Delta P_{МПТИ-094104}^t$	$f(P_{п.ПВД-1}^y; t_{п.ПВД-1})$ - паспорт прибора	0,0020	0,0022	0,0230	0,0240
25	Шкаловая поправка манометра образцового МО 11202 зав. № 4992	кгс/см ²	$\Delta P_{МО-4992}^{шк}$	$f(P_{п.ПВД-2}^y)$ - паспорт прибора	-0,019	-0,021	-0,022	-0,020
26	Температурная поправка манометра образцового МО 11202 зав. № 4992	кгс/см ²	$\Delta P_{МО-4992}^t$	$f(P_{п.ПВД-2}^y; t_{п.ПВД-2})$ - паспорт прибора	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	Шкаловая поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 975	кгс/см ²	$\Delta P_{ВО-975}^{шк}$	$f(P_{п.к.ПНД}^y)$ - паспорт прибора	-0,0140	-0,0134	-0,0128	-0,0135
28	Температурная поправка вакуумметра образцового ВО 1227 зав. № 975	кгс/см ²	$\Delta P_{ВО-975}^t$	$f(P_{п.к.ПНД}^y; t_{п.к.ПНД})$ - паспорт прибора	-0,0020	-0,0025	-0,0029	-0,0034
29	Относительная высота установки средства измерения давления пара в корпусе ПНД	м	$\Delta H_{отн} (п.к.ПНД)$	Обследование схемы измерений	0,00	0,00	0,00	0,00

Окончательные результаты измерения контролируемых параметров в опытах. Основные опыты

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
1	Давление атмосферное на площадке обслуживания турбины	мм.рт.ст.	$P_{атм}^{и}$	$P_{атм}^{у} + \Delta P_{атм}^{шк} + \Delta P_{атм}^t$	747,65	748,02	748,12	748,38
2	Мощность на клеммах турбогенератора активная	кВт	$N_T^{и}$	$N_{т.сч.}^{у}$	21206,90	23369,73	25303,51	23536,10
3	$\cos(\varphi)$ генератора	ед.	$\cos(\varphi)^{и}$	$\cos(\varphi)^{у}$	0,943	0,940	0,943	0,936
4	Время опыта	с	τ	τ	3596	3596	2697	3596
5	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, измеренный	т/ч	$G_0^{и(А)}$	$f(\Delta P_{дм(0)}^{и(А)}, t_0^{и(А)}, P_0^{и(А)})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	113,65	116,99	120,09	116,66
6	Перепад на дифманометре расходомера свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	кгс/см ²	$\Delta P_{дм(0)}^{и(А)}$	Окончательные результаты измерений	2,0430	2,1713	2,3008	2,1753
7	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А	°C	$t_0^{и(А)}$	$t_0^{у(А)}$	398,50	398,50	398,50	401,83
8	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке А, абсолютное	кгс/см ²	$P_0^{и(А)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_0^{у(А)} + \Delta N_{отн(0)}^{(А)} * 10^{-1}$	30,356	30,340	30,279	30,288
9	Температура свежего пара перед стопорным клапаном по нитке А	°C	$t_{0\text{ск}}^{и(А)}$	$t_{0\text{ск}}^{у(А)}$	398,49	398,49	398,32	400,20
10	Давление свежего пара на перед стопорным клапаном по нитке А, абсолютное	кгс/см ²	$P_{0\text{ск}}^{у(А)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{0\text{ск}}^{у(А)} + \Delta N_{отн(0\text{ск})}^{(А)} * 10^{-1}$	28,42	28,27	28,17	28,27
11	Расход свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, измеренный	т/ч	$G_0^{и(Б)}$	$f(\Delta P_{дм(0)}^{и(Б)}, t_0^{и(Б)}, P_0^{и(Б)})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	115,25	120,06	124,59	119,53
12	Перепад на дифманометре расходомера свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	кгс/см ²	$\Delta P_{дм(0)}^{и(Б)}$	Окончательные результаты измерений	2,1282	2,3174	2,5005	2,3102
13	Температура свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б	°C	$t_0^{и(Б)}$	$t_0^{у(Б)}$	405,73	405,73	404,90	409,14

14	Давление свежего пара на турбину до ГПЗ по нитке Б, абсолютное	кгс/см ²	$P_0^{и(Б)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_0^{у(Б)} + \Delta H_{отн(0)}^{(Б)} * 10^{-1}$	30,407	30,407	30,407	30,397
15	Температура свежего пара перед стопорным клапаном по нитке Б	°C	$t_{0ск}^{и(Б)}$	$t_{0ск}^{у(Б)}$	405,71	403,91	403,09	407,28
16	Давление свежего пара на перед стопорным клапаном по нитке Б, абсолютное	кгс/см ²	$P_{0ск}^{у(Б)}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{0ск}^{у(Б)} + \Delta H_{отн(0ск)}^{(Б)} * 10^{-1}$	28,51	28,36	28,23	28,36
17	Расход свежего пара на турбину, измеренный, с учетом тарировочной поправки	т/ч	$G_0^{и}$	$G_0^{и(А)} + G_0^{и(Б)} + \Delta G_0^{тар}$	232,0	240,1	247,8	239,3
18	Давление пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО, абсолютное	кгс/см ²	$P_{кПО}^{и}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{кПО}^{у} + \Delta H_{отн(кПО)}^{у} * 10^{-1}$	13,22	13,20	13,20	13,20
19	Температура пара в камере производственного отбора турбины до 1ПО	°C	$t_{кПО}^{и}$	$t_{кПО}^{у}$	321,31	321,31	319,44	322,76
20	Расход пара производственного отбора в коллектор собственных нужд	т/ч	$G_{ПО-СН}^{и}$	$f(\Delta P_{дм(ПО-СН)}^{и}; t_{кПО}^{и}; P_{кПО}^{и})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	46,90	46,48	46,65	46,36
21	Перепад на дифманометре расходомера пара производственного отбора в коллектор собственных нужд	кгс/см ²	$\Delta P_{дм(ПО-СН)}^{и}$	Окончательные результаты измерений	0,4319	0,4244	0,4263	0,4198
22	Давление пара в паропроводе производственного отбора на город (3 магистраль), абсолютное	кгс/см ²	$P_{ПО-3маг}^{и}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{ПО-3маг}^{у} + \Delta H_{отн(ПО-3маг)}^{у} * 10^{-1}$	13,12	13,13	13,12	13,12
23	Температура пара в паропроводе производственного отбора на город (3 магистраль)	°C	$t_{ПО-3маг}^{и}$	$t_{ПО-3маг}^{у}$	323,93	323,70	321,11	325,21

24	Расход пара производственного отбора на город (3 магистраль)	т/ч	$G_{\text{ПО-3маг}}^{\text{и}}$	$f(\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ПО-3маг}); t_{\text{ПО-3маг}}^{\text{и}}; P_{\text{ПО-3маг}}^{\text{и}})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	106,27	104,68	105,69	104,90
25	Перепад на дифманометре расходомера пара производственного отбора на город (3 магистраль)	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ПО-3маг})$	Окончательные результаты измерений	0,4686	0,4540	0,4607	0,4571
26	Расход пара из производственного отбора турбины	т/ч	$G_{\text{ПО}}^{\text{и}}$	$G_{\text{ПО-СН}}^{\text{и}} + G_{\text{ПО-3маг}}^{\text{и}}$	153,17	151,16	152,34	151,26
27	Давление пара в камере теплофикационного отбора турбины, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{к.ТО}}^{\text{и}} + \Delta H_{\text{отн}}^{\text{и}}(\text{к.ТО}) * 10^{-1}$	2,050	2,012	1,977	1,996
28	Температура пара в камере теплофикационного отбора турбины	°C	$t_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}$	$t_{\text{к.ТО}}^{\text{у}}$	173,84	165,75	158,92	164,95
29	Расход пара теплофикационного отбора на бойлер ХВО	т/ч	$G_{\text{ТО-БХВО}}^{\text{и}}$	$f(\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ТО-БХВО}); t_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}; P_{\text{к.ТО}}^{\text{и}})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	6,88	6,82	6,83	6,88
30	Перепад на дифманометре расходомера пара теплофикационного отбора на бойлер ХВО	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ТО-БХВО})$	Окончательные результаты измерений	0,2935	0,2881	0,2902	0,2964
31	Расход пара теплофикационного отбора на бойлеры отопления	т/ч	$G_{\text{ТО-БОТ}}^{\text{и}}$	$f(\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ТО-БОТ}); t_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}; P_{\text{к.ТО}}^{\text{и}})$ - расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)	1,23	1,25	1,24	1,24
32	Перепад на дифманометре расходомера пара теплофикационного отбора на бойлеры отопления	кгс/см ²	$\Delta P_{\text{дм}}^{\text{и}}(\text{ТО-БОТ})$	Окончательные результаты измерений	0,0225	0,0225	0,0225	0,0225
33	Расход пара из теплофикационного отбора турбины	т/ч	$G_{\text{ТО}}^{\text{и}}$	$G_{\text{ТО-БХВО}}^{\text{и}} + G_{\text{ТО-БОТ}}^{\text{и}}$	8,11	8,06	8,07	8,12
34	Температура пара в трубопроводе отбора на ПВД	°C	$t_{\text{п.ПВД}}^{\text{и}}$	$t_{\text{п.ПВД}}^{\text{у}}$	237,65	235,21	233,69	236,54

35	Давление пара в трубопроводе отбора на ПВД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{п.ПВД}^{и}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{п.ПВД}^{у} + \Delta H_{отн (п.ПВД)} * 10^{-1}$	3,360	3,589	3,781	3,595
36	Энтальпия греющего пара ПВД	ккал/кг	$h_{п.ПВД}^{и}$	$f(P_{п.ПВД}^{и}, t_{п.ПВД}^{и})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	702,54	701,15	700,24	701,79
37	Давление пара в корпусе ПВД-1, абсолютное	кгс/см ²	$P_{п.ПВД-1}^{и}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{п.ПВД-1}^{у} + \Delta P_{МПТИ-094104}^{шк} + \Delta P_{МПТИ-094104}^{t} + \Delta H_{отн (п.ПВД-1)} * 10^{-1}$	3,193	3,421	3,610	3,295
38	Температура конденсата греющего пара за ПВД-1	°C	$t_{кпл.ПВД-1}^{и}$	$t_{кпл.ПВД-1}^{у}$	134,48	136,85	138,75	135,58
39	Температура насыщения в ПВД-1	°C	$t_{нас.ПВД-1}^{и}$	$f(P_{п.ПВД-1}^{и})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	135,00	137,39	139,28	136,09
40	Проверка результатов измерений по разнице температуры насыщения и температуры конденсата греющего пара ПВД-1	°C	$\Delta t_{ПВД-1}^{и}$	$t_{нас.ПВД-1}^{и} - t_{кпл.ПВД-1}^{и}$	0,52	0,55	0,53	0,51
41	Энтальпия конденсата греющего пара ПВД-1	ккал/кг	$h_{кпл.ПВД-1}^{и}$	$f(P_{п.ПВД-1}^{и})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара (как энтальпия воды в состоянии насыщения, т.к. измерение давления в корпусе - образцовые приборы; измерение температуры конденсата - штатные приборы)	135,51	137,96	139,90	136,62
42	Давление пара в корпусе ПВД-2, абсолютное	кгс/см ²	$P_{п.ПВД-2}^{и}$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{п.ПВД-2}^{у} + \Delta P_{МО-4992}^{шк} + \Delta P_{МО-4992}^{t} + \Delta H_{отн (п.ПВД-2)} * 10^{-1}$	3,358	3,566	3,761	3,403
43	Температура конденсата греющего пара за ПВД-2	°C	$t_{кпл.ПВД-2}^{и}$	$t_{кпл.ПВД-2}^{у}$	136,26	138,36	139,86	136,66

44	Температура насыщения в ПВД-2	°C	$t_{\text{нас.ПВД-2}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{п.ПВД-2}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	136,75	138,84	140,72	137,20
45	Проверка результатов измерений по разнице температуры насыщения и температуры конденсата греющего пара ПВД-2	°C	$\Delta t_{\text{ПВД-2}}^{\text{и}}$	$t_{\text{нас.ПВД-2}}^{\text{и}} - t_{\text{кпл.ПВД-2}}^{\text{и}}$	0,49	0,48	0,86	0,54
46	Энтальпия конденсата греющего пара ПВД-2	ккал/кг	$h_{\text{кпл.ПВД-2}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{п.ПВД-2}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара (как энтальпия воды в состоянии насыщения, т.к. измерение давления в корпусе - образцовые приборы; измерение температуры конденсата - штатные приборы)	137,30	139,45	141,38	137,77
47	Температура питательной воды до ПВД	°C	$t_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}}$	$t_{\text{в. до ПВД}}^{\text{у}}$	99,52	100,49	100,54	100,79
48	Давление питательной воды на входе ПВД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{в. до ПВД}}^{\text{у}} + \Delta N_{\text{отн (в. до ПВД)}} * 10^{-1}$	45,40	45,13	44,67	45,11
49	Энтальпия питательной воды на входе ПВД	ккал/кг	$h_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}}, t_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	100,38	101,36	101,40	101,66
50	Давление питательной воды за группой ПВД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}} / 735,562) + P_{\text{в. за ПВД}}^{\text{у}} + \Delta N_{\text{отн (в. за ПВД)}} * 10^{-1}$	44,92	44,60	44,06	44,52
51	Температура питательной воды за группой ПВД	°C	$t_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}}$	$t_{\text{в. за ПВД}}^{\text{у}}$	130,95	133,14	134,71	131,61
52	Энтальпия питательной воды за группой ПВД	ккал/кг	$h_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}}, t_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	132,19	134,42	136,01	132,86
53	Температура питательной воды за ПВД-1	°C	$t_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{и}}$	$t_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{у}}$	129,95	132,19	133,66	130,93

54	Энтальпия питательной воды за ПВД-1	ккал/кг	$h_{в. за ПВД-1}^и$	$f(P_{в. за ПВД}^и; t_{в. за ПВД-1}^и) - \text{по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара}$	131,17	133,45	134,94	132,16
55	Температура питательной воды за ПВД-2	°C	$t_{в. за ПВД-2}^и$	$t_{в. за ПВД-2}^у$	132,16	134,22	135,79	132,51
56	Энтальпия питательной воды за ПВД-2	ккал/кг	$h_{в. за ПВД-2}^и$	$f(P_{в. за ПВД}^и; t_{в. за ПВД-2}^и) - \text{по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара}$	133,42	135,51	137,10	133,77
57	Расход питательной воды через ПВД	т/ч	$G_{пв}^и$	$f(\Delta P_{дм(пв)}^и; t_{в. за ПВД}^и; P_{в. за ПВД}^и) - \text{расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)}$	228,42	233,01	246,82	242,29
58	Перепад на дифманометре расходомера питательной воды через ПВД	кПа	$\Delta P_{дм(пв)}^и$	Окончательные результаты измерений	51,087	53,293	59,873	57,665
59	Расход основного конденсата на деаэраторы	т/ч	$G_{ок на дпв}^и$	$f(\Delta P_{дм(ок)}^и; t_{ок на дпв}^и; P_{ок на дпв}^и) - \text{расчет расходомерного узла (усреднение по серии замеров)}$	60,49	67,91	74,56	68,09
60	Перепад на дифманометре расходомера основного конденсата	кПа	$\Delta P_{дм(ок)}^и$	Окончательные результаты измерений	8,938	11,287	13,626	11,347
61	Температура основного конденсата на деаэраторы	°C	$t_{ок на дпв}^и$	$t_{ок на дпв}^у$	60,25	63,05	65,27	63,04
62	Давление основного конденсата на деаэраторы, абсолютное	т/ч	$P_{ок на дпв}^и$	$0,734 * (P_{ок за рук}^и + \Delta H_{ок на дпв-рук} * 10^{-1})$, где 0,734 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводах основного конденсата при включенном ПНД (оценочный расчет)	2,12	2,22	2,30	2,22
63	Давление основного конденсата за РУК, абсолютное	кгс/см ²	$P_{ок за рук}^и$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{ок за рук}^у + \Delta H_{отн(рук)} * 10^{-1}$	3,52	3,65	3,76	3,66
64	Температура основного конденсата до ПНД	°C	$t_{ок до пнд}^и$	$t_{ок до пнд}^у$	45,42	47,48	48,68	46,88

65	Давление основного конденсата до ПНД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{OK \text{ до ПНД}}^и$	$0,941 * P_{OK \text{ за РУК}}^и$, где 0,941 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводах основного конденсата от РУК до ПНД	3,31	3,43	3,54	3,44
66	Энтальпия основного конденсата до ПНД	ккал/кг	$h_{OK \text{ до ПНД}}^и$	$f(P_{OK \text{ до ПНД}}^и; t_{OK \text{ до ПНД}}^и)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	45,40	47,46	48,65	46,86
67	Температура основного конденсата после ПНД	°C	$t_{OK \text{ за ПНД}}^и$	$t_{OK \text{ за ПНД}}^у$	60,14	62,95	65,18	62,95
68	Давление основного конденсата после ПНД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{OK \text{ за ПНД}}^и$	$P_{OK \text{ на ДПВ}}^и + \Delta H_{OK \text{ на ДПВ-ПНД}} * 10^{-1}$	2,42	2,52	2,60	2,52
69	Энтальпия основного конденсата после ПНД	ккал/кг	$h_{OK \text{ за ПНД}}^и$	$f(P_{OK \text{ за ПНД}}^и; t_{OK \text{ за ПНД}}^и)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	60,08	62,88	65,11	62,88
70	Температура пара в трубопроводе отбора на ПНД	°C	$t_{п.ПНД}^и$	$t_{п.ПНД}^у$	105,57	103,57	100,88	102,16
71	Давление пара в трубопроводе отбора на ПНД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{п.ПНД}^и$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{п.ПНД}^у + \Delta H_{отн (п.ПНД)} * 10^{-1}$	0,346	0,387	0,427	0,387
72	Энтальпия греющего пара ПНД	ккал/кг	$h_{п.ПНД}^и$	$f(P_{п.ПНД}^и; t_{п.ПНД}^и)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара (во всех режимах греющий пар ПНД - перегретый)	643,69	642,65	641,29	642,00
73	Давление пара в корпусе ПНД, абсолютное	кгс/см ²	$P_{п.к.ПНД}^и$	$(P_{атм} / 735,562) + P_{п.к.ПНД}^у + \Delta P_{BO-975}^{шк} + \Delta P_{BO-975}^t + \Delta H_{отн (п.к.ПНД)} * 10^{-1}$	0,250	0,278	0,303	0,272
74	Температура конденсата греющего пара за ПНД	°C	$t_{кпл.ПНД}^и$	$t_{кпл.ПНД}^у$	64,35	66,66	68,46	66,12
75	Температура насыщения в ПНД	°C	$t_{нас.ПНД}^и$	$f(P_{п.к.ПНД}^и)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	64,53	66,98	68,88	66,45

76	Проверка результатов измерений по разнице температуры насыщения и температуры конденсата греющего пара ПНД	°C	$\Delta t_{\text{ПНД}}^{\text{и}}$	$t_{\text{нас.ПНД}}^{\text{и}} - t_{\text{кпл.ПНД}}^{\text{и}}$	0,19	0,32	0,42	0,33
77	Энтальпия конденсата греющего пара ПНД	ккал/кг	$h_{\text{кпл.ПНД}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{п.ПНД}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара (как энтальпия воды в состоянии насыщения, т.к. измерение давления в корпусе - образцовые приборы; измерение температуры конденсата - штатные приборы)	64,57	67,01	68,90	66,48
78	Давление в конденсаторе, абсолютное	кгс/см ²	$P_2^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}}/735,562) + P_2^{\text{в}} + \Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{шк}} + \Delta P_{\text{ВО-978}}^{\text{т}} + \Delta H_{\text{отн (2)}}^{\text{и}} * 10^{-1}$	0,0652	0,0761	0,0958	0,0763
79	Давление в конденсаторе, абсолютное (дублирующий)	кгс/см ²	$P_2^{\text{дубл (и)}}$	$(P_{\text{атм}}/735,562) + P_2^{\text{дубл (в)}} + \Delta H_{\text{отн (2)}}^{\text{и}} * 10^{-1}$	0,0664	0,0769	0,0971	0,0774
80	Давление в конденсаторе, абсолютное (принятое в расчетах)	кгс/см ²	$P_2^{\text{пр (и)}}$	$P_2^{\text{и}}$ (образцовый вакуумметр)	0,0652	0,0761	0,0958	0,0763
81	Давление уплотняющего пара за РПУ, абсолютное	кгс/см ²	$P_{\text{упл}}^{\text{и}}$	$(P_{\text{атм}}/735,562) + P_{\text{упл}}^{\text{в}} + \Delta H_{\text{отн (упл)}}^{\text{и}} * 10^{-1}$	1,081	1,072	1,072	1,072
82	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на начало опыта	мм	$H_{\text{к}}^{\text{и}}$	$H_{\text{к}}^{\text{и}}$	444	444	433	436
83	Уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора на конец опыта	мм	$H_{\text{к}}^{\text{к}}$	$H_{\text{к}}^{\text{к}}$	425	424	451	436
84	Уровень конденсата в ПНД на начало опыта	мм	$H_{\text{ПНД}}^{\text{и}}$	$H_{\text{ПНД}}^{\text{и}}$	329	324	328	335
85	Уровень конденсата в ПНД на конец опыта	мм	$H_{\text{ПНД}}^{\text{к}}$	$H_{\text{ПНД}}^{\text{к}}$	318	338	333	331

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
1	Давление перед 1 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{1o.ПКУ}$	Среднее давление пара перед первой обоймой переднего концевой уплотнения	22,41	22,89	23,33	22,81
2	Давление за 1 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{1o.ПКУ}$	$1,023 \cdot P_{к.ЛО}^{и}$, где 1,023 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе отсоса (оценочный расчет)	13,520	13,504	13,501	13,501
3	Средний диаметр 1 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$D_y^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0	467,0
4	Средний радиальный зазор 1 обоймы переднего концевой уплотнения	мм	$\delta^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,475	0,475	0,475	0,475
5	Число гребешков 1 обоймы переднего концевой уплотнения	шт	$z^{1o.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48	48	48	48
6	Удельный объем пара перед 1 обоймой переднего концевой уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{1o.ПКУ}$	$f(P_1^{1o.ПКУ}; h_0^{и})$, где $h_0^{и} = f((P_0^{и(A)} + P_0^{и(B)})/2; (t_0^{и(A)} + t_0^{и(B)})/2)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,1381	0,1352	0,1325	0,1365
7	Протечка пара через 1 обойму переднего концевой уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{1o.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	1,15	1,19	1,23	1,18
8	Давление перед 2 обоймой переднего концевой уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{2o.ПКУ}$	$p_2^{1o.ПКУ}$	13,520	13,504	13,501	13,501

9	Давление за 2 обоймой переднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{20.ПКУ}$	0,983* $P_{упл}^{и}$, где 0,983 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,063	1,054	1,054	1,054
10	Средний диаметр 2 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$D_y^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0	467,0
11	Средний радиальный зазор 2 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$\delta^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,500	0,500	0,500	0,500
12	Число гребешков 2 обоймы переднего концевого уплотнения	шт	$z^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48	48	48	48
13	Удельный объем пара перед 2 обоймой переднего концевого уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{20.ПКУ}$	$f(P_1^{20.ПКУ}; h_0^{и})$, где $h_0^{и} = f((P_0^{и(A)} + P_0^{и(B)})/2; (t_0^{и(A)} + t_0^{и(B)})/2)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,2352	0,2355	0,2358	0,2371
14	Протечка пара через 2 обойму переднего концевого уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{20.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,89	0,89	0,89	0,89
15	Давление перед 1 обоймой заднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{10.ЗКУ}$	0,972* $P_{упл}^{и}$, где 0,972 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,051	1,042	1,042	1,042
16	Давление за 1 обоймой заднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{10.ЗКУ}$	1,02* $P_2^{пр(и)}$, где 1,02 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в выхлопном патрубке турбины (оценочный расчет)	0,0665	0,0776	0,0978	0,0778
17	Средний диаметр 1 обоймы заднего концевого уплотнения	мм	$D_y^{10.ЗКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	318,0	318,0	318,0	318,0

18	Средний радиальный зазор 1 обоймы заднего концевой уплотнения	мм	$\delta^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,450	0,450	0,450	0,450
19	Число гребешков 1 обоймы заднего концевой уплотнения	шт	$z^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	8	8	8	8
20	Удельный объем пара перед 1 обоймой заднего концевой уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{10.3КУ}$	$f(P_1^{10.3КУ}; h_{упл})$, - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара, где $h_{упл} = 706$ ккал/кг - средняя энтальпия уплотняющего пара	2,2931	2,3133	2,3133	2,3133
21	Протечка пара через 1 обойму заднего концевой уплотнения (в цилиндр)	т/ч	$G_{пр}^{10.3КУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,11	0,11	0,11	0,11

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
1	Протечка пара через переднее концевое уплотнение по расчету	т/ч	$G_{\text{ПКУ (р) прот}}$	$G_{\text{пр}}^{1.0. \text{ПКУ}}$	1,15	1,19	1,23	1,18
2	Протечка пара через переднее концевое уплотнение по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{\text{ПКУ (зав) прот}}$	$f(G_0^{\text{н}})$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	1,04	1,07	1,10	1,07
3	Возврат пара из переднего концевого уплотнения в камеру производственного отбора по расчету	т/ч	$G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (р)}}$	$G_{\text{пр}}^{1.0. \text{ПКУ}} - G_{\text{пр}}^{2.0. \text{ПКУ}}$	0,26	0,30	0,34	0,29
4	Возврат пара из переднего концевого уплотнения в камеру производственного отбора по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (зав)}}$	$f(G_0^{\text{н}})$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	0,27	0,31	0,34	0,30
5	Протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы производственного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ПО на ЭУ}}$	Принято (оценочный расчет при фактичеком удельном объеме пара в камере П-отбора)	0,2575	0,2572	0,2581	0,2565
6	Протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы теплофикационного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ТО на ЭУ}}$	Принято (оценочный расчет при фактичеком удельном объеме пара в камере Т-отбора)	0,0698	0,0698	0,0697	0,0694
7	Расход питательной воды через ПВД-1	т/ч	$G_{\text{пв. ПВД-1}}^{\text{р}}$	Из материального и теплового балансов точки смешения воды за ПВД-1 и ПВД-2: $G_{\text{пв}}^{\text{и}} * (h_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{и}} - h_{\text{в. за ПВД-2}}^{\text{и}}) / (h_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{и}} - h_{\text{в. за ПВД-2}}^{\text{и}})$	124,94	123,86	124,92	137,93

8	Расход питательной воды через ПВД-2	т/ч	$G_{пв. ПВД-2}^p$	Из материального и теплового балансов точки смешения воды за ПВД-1 и ПВД-2: $G_{пв}^и - G_{пв. ПВД-1}^p$	103,47	109,15	121,90	104,35
9	Расход греющего пара на ПВД-1	т/ч	$G_{п. ПВД-1}^p$	Из теплового баланса ПВД-1: $G_{пв. ПВД-1}^p * (h_{в. за ПВД-1}^и - h_{в. до ПВД}^и) / [(h_{п. ПВД}^и - h_{кпл. ПВД-1}^и) * 0,98]$	6,92	7,20	7,63	7,60
10	Расход греющего пара на ПВД-2	т/ч	$G_{п. ПВД-2}^p$	Из теплового баланса ПВД-2: $G_{пв. ПВД-2}^p * (h_{в. за ПВД-2}^и - h_{в. до ПВД}^и) / [(h_{п. ПВД}^и - h_{кпл. ПВД-2}^и) * 0,98]$	6,17	6,77	7,95	6,06
11	Расход греющего пара на группу ПВД расчетный	т/ч	$G_{п. ПВД}^p$	$G_{п. ПВД-1}^p + G_{п. ПВД-2}^p$	13,09	13,97	15,57	13,66
12	Расход греющего пара на группу ПВД по данным заводского изготовителя (при фиксированных в диаграмме режимов условиях)	т/ч	$G_{п. ПВД}^{(зав)}$	f ($G_0^и$; $G_{пв}^и$; $G_{то}^и$) - по рис. 11 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	13,58	15,07	16,12	14,93
13	Расход греющего пара на ПНД	т/ч	$G_{п. ПНД}^p$	Из теплового баланса ПНД с учетом нахождения в работе сливного насоса: $G_{ок на дпв}^и * (h_{ок. за ПНД}^и - h_{ок. до ПНД}^и) / [(h_{п. ПНД}^и - h_{кпл. ПНД}^и) * 0,98 + (h_{ок. за ПНД}^и - h_{ок. до ПНД}^и)]$	1,52	1,81	2,13	1,88
14	Расход греющего пара на группу ПНД по данным заводского изготовителя (при фиксированных в диаграмме режимов условиях)	т/ч	$G_{п. ПНД}^{(зав)}$	f ($G_0^и$; $G_{пв}^и$; $G_{то}^и$) - по рис. 12 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	1,20	1,89	2,35	1,81
15	Протечка пара через заднее концевое уплотнение (в цилиндр) по расчету (заводские данные отсутствуют)	т/ч	$G_{прот}^{3ку (p)}$	$G_{пр}^{1о3ку}$	0,11	0,11	0,11	0,11

16	Расход конденсата пара 1-й ступени основного эжектора, сбрасываемого в конденсатор	т/ч	$G_{к.ОЭ}^{1 ст}$	Принято по заводской характеристике эжектора	0,32	0,32	0,32	0,32
17	Присос охлаждающей воды в конденсаторе	т/ч	$G_{присОВ}$	Определено по результатам химического анализа проб свежего пара, турбинного конденсата с напора КЭН и циркуляционной воды на жесткость общую	0,237	0,237	0,237	0,237
18	Сброс пара из РПУ в конденсатор	т/ч	$G_{сброс}^{РПУ в К}$	Принято (оценочный расчет)	0,072	0,072	0,072	0,072
19	Объем конденсата в конденсаторе на начало опыта	м ³	V_K^H	$f(N_K^H)$ - по геометрическим характеристикам конденсаторника конденсатора с фактической привязкой к уровнемеру	1,256	1,257	1,221	1,230
20	Объем конденсата в конденсаторе на конец опыта	м ³	V_K^K	$f(N_K^K)$ - по геометрическим характеристикам конденсаторника конденсатора с фактической привязкой к уровнемеру	1,195	1,191	1,279	1,230
21	Поправка к расходу на отклонение уровня в конденсаторе на начало и конец опыта	т/ч	$\Delta G_{ур.К}$	$0,990 \cdot (V_K^H - V_K^K) / (\tau/3600)$	0,06	0,06	-0,08	0,00
22	Объем конденсата в ПНД на начало опыта	м ³	$V_{ПНД}^H$	$f(N_{ПНД}^H)$ - по геометрическим характеристикам конденсаторника ПНД с фактической привязкой к уровнемеру	0,126	0,124	0,126	0,129

23	Объем конденсата в ПНД на конец опыта	м ³	$V_{\text{ПНД}}^{\text{к}}$	$f (H_{\text{ПНД}}^{\text{к}}) - \text{по геометрическим характеристикам конденсаторной ПНД с фактической привязкой к уровню}$	0,122	0,130	0,128	0,127
24	Поправка к расходу на отклонение уровня в ПНД на начало и конец опыта (учитываемая при работе сливного насоса)	т/ч	$\Delta G_{\text{ур.ПНД}}$	$0,982 * (V_{\text{ПНД}}^{\text{н}} - V_{\text{ПНД}}^{\text{к}}) / (\tau/3600)$	0,004	-0,006	-0,003	0,002
25	Расход пара в конденсатор турбины, по балансу проточной части	т/ч	$G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}}$	$G_0^{\text{н}} - G_{\text{отс}}^{\text{РД.ПО на ЭУ}} - G_{\text{ПО}}^{\text{н}} - G_{\text{ТО}}^{\text{н}} - G_{\text{отс}}^{\text{РД.ТО на ЭУ}} - G_{\text{прот}}^{\text{ПКУ (р)}} - G_{\text{п.ПВД}}^{\text{р}} - G_{\text{п.ПНД}}^{\text{р}} + G_{\text{ЗКУ (р)}} + G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (р)}}$	54,98	64,03	68,55	63,25
26	Расход пара в конденсатор турбины, по балансу схемы основного конденсата	т/ч	$G_{\text{к}}^{\text{бал.СхОК}}$	С учетом возврата конденсата пара ПНД сливным насосом в линию основного конденсата: $G_{\text{ОК на ДПВ}}^{\text{н}} - G_{\text{прис.ОВ}} - G_{\text{сброс}}^{\text{РПУ в К}} - G_{\text{к.ОЭ}}^{\text{1 ст}} - \Delta G_{\text{ур.К}} - \Delta G_{\text{ур.ПНД}} - G_{\text{п.ПНД}}^{\text{р}}$	58,27	65,41	71,88	65,58
27	Небаланс материального баланса по турбоустановке (по расходу пара в конденсатор)	т/ч	$\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}}$	$G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}} - G_{\text{к}}^{\text{бал.СхОК}}$	-3,30	-1,38	-3,33	-2,33
28	То же, %	%	$\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал \%}}$	$100 * \Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}} / G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}}$	-5,99	-2,16	-4,85	-3,68
29	Небаланс материального баланса по турбоустановке (по расходу пара в конденсатор), средний по серии опытов	т/ч	$\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал (ср)}}$	Зависимость $\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}}$ от расхода свежего пара отсутствует. Принято среднее значение из массива	-2,583	-2,583	-2,583	-2,583
30	Расход пара из производственного отбора турбины, балансовый	т/ч	$G_{\text{ПО}}^{\text{(бал)}}$	$G_{\text{ПО}}^{\text{н}}$	150,59	148,58	149,76	148,68

31	Расход пара из теплофикационного отбора турбины, балансовый	т/ч	$G_{\text{ТО}}^{(\text{бал})}$	$G_{\text{ТО}}^{\text{и}}$	8,11	8,06	8,07	8,12
32	Расход пара в конденсатор турбины, по балансу проточной части после балансировки расходов пара в регулируемые отборы	т/ч	$G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}} /$	$G_0^{\text{и}} - G_{\text{отс}}^{\text{РД.Ю на ЭУ}} - G_{\text{ПЮ}}^{(\text{бал})} -$ $- G_{\text{ТО}}^{(\text{бал})} - G_{\text{отс}}^{\text{РД.ТО на ЭУ}} -$ $- G_{\text{прот}}^{\text{ПКУ (р)}} - G_{\text{п.ПВД}}^{\text{р}} - G_{\text{п.ПНД}}^{\text{р}} +$ $+ G_{\text{прот}}^{\text{ЗКУ (р)}} + G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (р)}}$	57,56	66,61	71,14	65,83
33	Небаланс материального баланса по турбоустановке (по расходу пара в конденсатор), с учетом папровок к расходам пара в регулируемые отборы	т/ч	$\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}} /$	$G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}} / - G_{\text{к}}^{\text{бал.СхОК}}$	-0,71	1,20	-0,74	0,26
34	То же, %	%	$\Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}} / \%$	$100 * \Delta G_{\text{к}}^{\text{бал}} / G_{\text{к}}^{\text{бал.ПрЧ}} /$	-1,24	1,80	-1,04	0,39
35	Вывод о сходимости материального баланса	-	-	п. Е.2.3 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	+	+	+	+

№п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение параметра в опытах			
					1о	2о	3о	4о
	<i>Показатели работы ПВД при условии равенства часовых расходов свежего пара и питательной воды:</i>							
1	- расход питательной воды через ПВД-1	т/ч	$G_{\text{пв. ПВД-1}}^{\text{пр}}$	Из материального и теплового балансов точки смешения воды за ПВД-1 и ПВД-2 при условии равенства $G_{\text{пв}} = G_0$: $G_0^{\text{и}} * (h_{\text{в. за ПВД}}^{\text{и}} - h_{\text{в. за ПВД-2}}^{\text{и}}) / (h_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{и}} - h_{\text{в. за ПВД-2}}^{\text{и}})$	126,90	127,65	125,40	136,22
2	- расход питательной воды через ПВД-2	т/ч	$G_{\text{пв. ПВД-2}}^{\text{пр}}$	Из материального и теплового балансов точки смешения воды за ПВД-1 и ПВД-2 при условии равенства $G_{\text{пв}} = G_0$: $G_0^{\text{и}} - G_{\text{пв. ПВД-1}}^{\text{пр}}$	105,09	112,49	122,37	103,06
3	- расход греющего пара на ПВД-1	т/ч	$G_{\text{п. ПВД-1}}^{\text{пр}}$	Из теплового баланса ПВД-1, пренебрегая изменением температурного напора подогревателя при малом отклонении расхода воды через него: $G_{\text{пв. ПВД-1}}^{\text{пр}} * (h_{\text{в. за ПВД-1}}^{\text{и}} - h_{\text{в. до ПВД}}^{\text{и}}) / [(h_{\text{п. ПВД}}^{\text{и}} - h_{\text{кпл. ПВД-1}}^{\text{и}}) * 0,98]$	7,03	7,42	7,66	7,50

4	- расход греющего пара на ПВД-2	т/ч	$G_{п. ПВД-2}^p$	Из теплового баланса ПВД-2, пренебрегая изменением температурного напора подогревателя при малом отклонении расхода воды через него: $G_{пв. ПВД-2}^{пр} * (h_{в. за ПВД-2}^{и} - h_{в. до ПВД}^{и}) / [(h_{п. ПВД}^{и} - h_{кпл. ПВД-2}^{и}) * 0,98]$	6,27	6,98	7,98	5,99
5	- расход греющего пара на группу ПВД расчетный	т/ч	$G_{п. ПВД}^{пр}$	$G_{п. ПВД-1}^{пр} + G_{п. ПВД-2}^{пр}$	13,30	14,40	15,63	13,49
6	- расход греющего пара на группу ПВД по данным завода-изготовителя (при фиксированных в диаграмме режимов условиях)	т/ч	$G_{п. ПВД}^{(зав)}$	$f(G_0^{и}; G_{ПО}^{(бал)}; G_{ТО}^{(бал)})$ - по рис. 11 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	13,85	15,34	16,38	15,20
	Расход пара в регулируемые отборы в номинальном теплофикационном режиме:							
7	- в производственный отбор	т/ч	$G_{ПО}^{(н)}$	В соответствии с указанными заводом-изготовителем параметрами номинального теплофикационного режима после модернизации САР	150,0	150,0	150,0	150,0
8	- в теплофикационный отбор	т/ч	$G_{ТО}^{(н)}$	В соответствии с указанными заводом-изготовителем параметрами номинального теплофикационного режима после модернизации САР	12,4	12,4	12,4	12,4

	Протечки пара по концевым уплотнениям, приведенные к показателям номинального теплофикационного режима:								
9	- давление перед 1 обоймой переднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{10.ПКУ}$	Среднее давление пара перед первой обоймой переднего концевого уплотнения при $P_0 = 29$ кгс/см ²	22,03	22,52	22,99		22,47
10	- давление за 1 обоймой переднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{10.ПКУ}$	$1,023 \cdot P_{к.ЛО}^H$, где 1,023 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе отсоса (оценочный расчет), $P_{к.ЛО}^H = 13$ кгс/см ²	13,299	13,299	13,299		13,299
11	- средний диаметр 1 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$D_y^{10.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0		467,0
12	- средний радиальный зазор 1 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$\delta^{10.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,5	0,5	0,5		0,5
13	- число гребешков 1 обоймы переднего концевого уплотнения	шт	$z^{10.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48,0	48,0	48,0		48,0
14	- удельный объем пара перед 1 обоймой переднего концевого уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{10.ПКУ}$	$f(P_1^{10.ПКУ}; h_0^H)$, где $h_0^H = f(P_0^H = 29 \text{ кгс/см}^2;$ $t_0^H = 400 \text{ }^\circ\text{C})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,1401	0,1371	0,1343		0,1375
15	- протечка пара через 1 обойму переднего концевого уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{10.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	1,13	1,17	1,21		1,17
16	- давление перед 2 обоймой переднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{20.ПКУ}$	$p_2^{10.ПКУ}$	13,299	13,299	13,299		13,299

17	- давление за 2 обоймой переднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{20.ПКУ}$	0,983* $P_{упл}^{(H)}$, где 0,983 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,063	1,054	1,054	1,054
18	- средний диаметр 2 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$D_y^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	467,0	467,0	467,0	467,0
19	- средний радиальный зазор 2 обоймы переднего концевого уплотнения	мм	$\delta^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,5000	0,5000	0,5000	0,5000
20	- число гребешков 2 обоймы переднего концевого уплотнения	шт	$Z^{20.ПКУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	48	48	48	48
21	- удельный объем пара перед 2 обоймой переднего концевого уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{20.ПКУ}$	$f(P_1^{20.ПКУ}; h_0^{(H)})$, где $h_0^{(H)} = f(P_0^{(H)} = 29 \text{ кгс/см}^2; t_0^{(H)} = 400 \text{ }^\circ\text{C})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,2390	0,2390	0,2390	0,2390
22	- протечка пара через 2 обойму переднего концевого уплотнения	т/ч	$G_{пр}^{20.ПКУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,88	0,88	0,88	0,88
23	- давление перед 1 обоймой заднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_1^{10.ЗКУ}$	0,972* $P_{упл}^{(H)}$, где 0,972 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в трубопроводе уплотняющего пара (оценочный расчет)	1,051	1,042	1,042	1,042
24	- давление за 1 обоймой заднего концевого уплотнения, абсолютное	кгс/см ²	$p_2^{10.ЗКУ}$	1,02* $P_2^{(H)}$, где 1,02 - средний коэффициент, учитывающий потери давления в выходном патрубке турбины (оценочный расчет); $P_2^{(H)} = 0,035 \text{ кгс/см}^2$	0,0357	0,0357	0,0357	0,0357

25	- средний диаметр 1 обоймы заднего концевое уплотнения	мм	$D_y^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу ротора	318,0	318,0	318,0	318,0
26	- средний радиальный зазор 1 обоймы заднего концевое уплотнения	мм	$\delta^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. Ремонтный формуляр. 09.06.2009 г.	0,450	0,450	0,450	0,450
27	- число гребешков 1 обоймы заднего концевое уплотнения	шт	$Z^{10.3КУ}$	Конструктивные характеристики. По чертежу обоймы уплотнения	8	8	8	8
28	- удельный объем пара перед 1 обоймой заднего концевое уплотнения	м ³ /кг	$v_1^{10.3КУ}$	$f(P_1^{10.3КУ}; h_{упл})$, - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара, где $h_{упл} = 706$ ккал/кг - средняя энтальпия уплотняющего пара	2,2931	2,3133	2,3133	2,3133
29	- протечка пара через 1 обойму заднего концевое уплотнения (в цилиндр)	т/ч	$G_{пр}^{10.3КУ}$	ф. 38, 39 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	0,11	0,11	0,11	0,11
	Расходы с протечками и поступлениями теплоносителя в тепловую схему, приведенные к показателям номинального теплофикационного режима:							
30	- протечка пара через переднее концевое уплотнение по расчету	т/ч	$G_{прот}^{ПКУ (пр)}$	$G_{пр}^{10.ПКУ}$	1,13	1,17	1,21	1,17
31	- протечка пара через переднее концевое уплотнение по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{прот}^{ПКУ (зав)}$	$f(G_0^{пр})$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	1,04	1,07	1,10	1,07
32	- возврат пара из переднего концевое уплотнения в камеру производственного отбора по расчету	т/ч	$G_{возвр}^{ПКУ (пр)}$	$G_{пр}^{10.ПКУ} - G_{пр}^{20.ПКУ}$	0,26	0,30	0,33	0,29

33	- возврат пара из переднего концевго уплотнения в камеру производственного отбора по данным завода-изготовителя	т/ч	$G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (зав)}}$	$f(G_0^H)$ - по рис. 4 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	0,27	0,31	0,34	0,30
34	- протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы производственного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ПО на ЭУ (пр)}}$	Принято (оценочный расчет при номинальном удельном объеме пара в камере П-отбора)	0,2521	0,2521	0,2521	0,2521
35	- протечка пара из камеры уплотнения поворотной диафрагмы теплофикационного отбора на эжектор уплотнений	т/ч	$G_{\text{отс}}^{\text{РД ТО на ЭУ (пр)}}$	Принято (оценочный расчет при номинальном удельном объеме пара в камере Т-отбора)	0,0664	0,0664	0,0664	0,0664
36	- протечка пара через заднее концевое уплотнение (в цилиндр) по расчету (заводские данные отсутствуют)	т/ч	$G_{\text{прот}}^{\text{ЗКУ (пр)}}$	$G_{10,3\text{КУ}}^{\text{пр}}$	0,11	0,11	0,11	0,11
37	- расход конденсата пара 1-й ступени основного эжектора, сбрасываемого в конденсатор	т/ч	$G_{\text{к.ОЭ}}^{\text{1 ст}}$	Принято по заводской характеристике эжектора	0,32	0,32	0,32	0,32
38	- присос охлаждающей воды в конденсаторе	т/ч	$G_{\text{присОВ}}$	Определено по результатам химического анализа проб свежего пара, турбинного конденсата с напора КЭН и циркуляционной воды на жесткость общую	0,237	0,237	0,237	0,237
39	- сброс пара из РПУ в конденсатор	т/ч	$G_{\text{сброс}}^{\text{РПУ в К}}$	Принято (оценочный расчет)	0,072	0,072	0,072	0,072

44	- энтальпия свежего пара по нитке А до стопорного клапана	ккал/кг	$h_{0\text{ск}}^{\text{и(А)}}$	$f(P_{0\text{ск}}^{\text{и(А)}}; t_{0\text{ск}}^{\text{и(А)}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	771,78	771,84	771,79	772,76
45	- энтальпия свежего пара по нитке А, принятая в расчетах	ккал/кг	$h_0^{\text{и(А) пр}}$	$(h_0^{\text{и(А)}} + h_{0\text{ск}}^{\text{и(А)}}) / 2$	771,40	771,43	771,42	772,80
46	- энтальпия свежего пара по нитке Б до ГПЗ	ккал/кг	$h_0^{\text{и(Б)}}$	$f(P_0^{\text{и(Б)}}; t_0^{\text{и(Б)}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	774,92	774,92	774,47	776,77
47	- энтальпия свежего пара по нитке Б до стопорного клапана	ккал/кг	$h_{0\text{ск}}^{\text{и(Б)}}$	$f(P_{0\text{ск}}^{\text{и(Б)}}; t_{0\text{ск}}^{\text{и(Б)}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	775,64	774,73	774,34	776,55
48	- энтальпия свежего пара по нитке Б, принятая в расчетах	ккал/кг	$h_0^{\text{и(Б) пр}}$	$(h_0^{\text{и(Б)}} + h_{0\text{ск}}^{\text{и(Б)}}) / 2$	775,28	774,82	774,41	776,66
49	- энтальпия свежего пара, средняя по двум ниткам	ккал/кг	$h_0^{\text{и}}$	При пропорциональном по массе разнесении тарировочной поправки: $\{h_0^{\text{и(А) пр}} * [G_0^{\text{и(А)}} +$ $+ \Delta G_0^{\text{тар}} * G_0^{\text{и(А)}} / (G_0^{\text{и(А)}} + G_0^{\text{и(Б)}})] +$ $+ h_0^{\text{и(Б) пр}} * [G_0^{\text{и(Б)}} +$ $+ \Delta G_0^{\text{тар}} * G_0^{\text{и(Б)}} / (G_0^{\text{и(А)}} + G_0^{\text{и(Б)}})]\} /$ $G_0^{\text{и}}$	773,35	773,15	772,94	774,76
50	- энтальпия пара производственного отбора	ккал/кг	$h_{\text{к.ПО}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{к.ПО}}^{\text{и}}; t_{\text{к.ПО}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	737,99	738,00	737,03	738,75
51	- энтальпия пара теплофикационного отбора	ккал/кг	$h_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}$	$f(P_{\text{к.ТО}}^{\text{и}}; t_{\text{к.ТО}}^{\text{и}})$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	672,97	669,10	665,83	668,74
52	- суммарные электромеханические потери	кВт	$\Delta N_{\text{эм}}$	$130 \text{ кВт} + f(N_{\text{т}}^{\text{и}})$ - по листу 6 и рис. 29 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	860,54	880,32	896,42	881,80
53	- суммарные потери тепла от наружного охлаждения турбоагрегата	ккал/ч	$\Delta Q_{\text{пот}}$	Оценка на основании рекомендаций по п. Е.3 МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740)	3165	3165	3165	3165

54	- энтальпия обработавшего пара в условиях опытов	ккал/кг	h_k^H	Энергетический баланс проточной части: $[(G_0^H - G_{\text{ПКУ}}^H) + G_{\text{возвр}}^H] * h_0^H - (G_{\text{РД ПО на ЭУ}}^H + G_{\text{ГПО}}^H) * h_{\text{к. ПО}}^H - (G_{\text{отс}}^H) * h_{\text{к. ПО}}^H - (G_{\text{ТО}}^H + G_{\text{отс}}^H) * h_{\text{к. ТО}}^H - G_{\text{н. ПВД}}^H * h_{\text{н. ПВД}}^H - G_{\text{н. ПНД}}^H * h_{\text{н. ПНД}}^H - (N_{\text{г}}^H + \Delta N_{\text{эм}}^H) * 0,8598 - \Delta Q_{\text{пот}}^H * 10^{-3}] / (G_{\text{к}}^H \text{ бал. ПрЧ} / - G_{\text{прот}}^H)$	569,75	569,65	563,74	569,05
55	- степень сухости отработавшего пара в условиях опытов	ед.	x_k^H	$f(P_2^{\text{пр (и)}}; h_k^H)$ - по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара	0,924	0,921	0,908	0,921
	Расчет поправки к мощности на схему:							
56	- на отклонение расходов теплоносителей по турбоустановке	кВт	$\Delta N_{\text{сх}}$	$[(G_{\text{ГПО}}^{\text{бал}} - G_{\text{ГПО}}^{\text{(и)}}) * (h_{\text{к. ПО}}^H - h_k^H) + (G_{\text{ТО}}^{\text{бал}} - G_{\text{ТО}}^{\text{(и)}}) * (h_{\text{к. ТО}}^H - h_k^H) + (G_{\text{н. ПВД}}^H - G_{\text{н. ПВД}}^{\text{пр}}) * (h_{\text{н. ПВД}}^H - h_k^H) + (G_{\text{н. ПНД}}^H - G_{\text{н. ПНД}}^{\text{пр}}) * (h_{\text{н. ПНД}}^H - h_k^H)] / 0,8598$	-421,08	-834,45	-558,42	-718,27
	Расчет поправок к мощности ЧВД на отклонение внешних факторов от фиксированных номинальных условий:							
57	- поправка к мощности ЧВД на отклонение давления свежего пара	кВт	$\Delta N_{\text{ЧВД}}^{P_0}$	$f(G_0^H; P_0^H; P_0^H)$ - по рис. 5 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_0^H = (P_{0\text{сх}}^H + P_{0\text{сх}}^H)^{0,5} / 2$; $P_0^H = 29 \text{ кгс/см}^2$	212,90	299,30	384,39	297,15

58	- поправка к мощности ЧВД на отклонение температуры свежего пара	кВт	$\Delta N_{\text{ЧВД}}^{t_0}$	$f(G_0^H; t_0^H; t_0^H)$ - по рис. 6 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $t_0^H = (t_{0\text{ск}}^{H(A)} + t_{0\text{ск}}^{H(B)})/2$; $t_0^H = 400^\circ\text{C}$	-40,73	-23,89	-14,43	-74,25
59	- поправка к мощности ЧВД на отклонение давления пара в камере производственного отбора	кВт	$\Delta N_{\text{ЧВД}}^{P_{\text{П}}}$	$f(G_0^H; P_{\text{КПО}}^H; P_{\text{ПО}}^H)$ - по рис. 7 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{\text{ПО}}^H = 13 \text{ кгс/см}^2$	222,74	214,07	216,57	209,91
60	- суммарная поправка к мощности ЧВД	кВт	$\Delta N_{\text{ЧВД}}$	$\Delta N_{\text{ЧВД}}^{P_0} + \Delta N_{\text{ЧВД}}^{t_0} + \Delta N_{\text{ЧВД}}^{P_{\text{П}}}$	394,90	489,48	586,54	432,81
	Расчет поправок к мощности ЧСД на отклонение внешних факторов от фиксированных номинальных условий:							
61	- расход пара в ЧСД-1 при параметрах, приведенных к номинальным условиям	т/ч	$G_{\text{ЧСД-1}}^{\text{пр}}$	По балансу при параметрах, приведенных к номинальным условиям: $G_0^H - G_{\text{прот}}^{\text{ПКУ (пр)}} - G_{\text{шт}}^H - G_{\text{отс}}^{\text{РД ПО на ЭУ (пр)}} - G_{\text{ПЮ}}^{H(и)} + G_{\text{возвр}}^{\text{ПКУ (пр)}}$, где $G_{\text{шт}}^H = 0,32 \text{ т/ч}$ - протечка ша штоков стопорных клапанов в коллектор уплотнений (по данным завода-изготовителя)	80,54	88,69	96,33	87,83
62	- расход пара в ЧСД-2 при параметрах, приведенных к номинальным условиям	т/ч	$G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}}$	По балансу при параметрах, приведенных к номинальным условиям: $G_{\text{ЧСД-1}}^{\text{пр}} - G_{\text{л.ПВД}}^{\text{пр}}$	67,24	74,29	80,69	74,34

63	- поправка к мощности ЧСД-1 на отклонение давления пара в камере производственного отбора	кВт	$\Delta N_{\text{ЧСД-1}}^{P_{\text{п}}}$	$f (G_{\text{ЧСД-1}}^{\text{пр}}; G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}}; P_{\text{к.ПО}}^{\text{н}}; P_{\text{ПО}}^{\text{н}})$ - по рис. 15 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{\text{ПО}}^{\text{н}} = 13 \text{ кгс/см}^2$	-22,86	-24,90	-28,17	-24,27
64	- поправка к мощности ЧСД-1 на отклонение давления пара в камере теплофикационного отбора	кВт	$\Delta N_{\text{ЧСД-1}}^{P_{\text{т}}}$	$f (G_{\text{ЧСД-1}}^{\text{пр}}; G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}}; P_{\text{к.ТО}}^{\text{н}}; P_{\text{ТО}}^{\text{н}})$ - по рис. 17 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{\text{ТО}}^{\text{н}} = 2,0 \text{ кгс/см}^2$	22,48	4,97	-10,97	-2,10
65	- поправка к мощности ЧСД-2 на отклонение давления пара в камере производственного отбора	кВт	$\Delta N_{\text{ЧСД-2}}^{P_{\text{п}}}$	$f (G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}}; P_{\text{к.ПО}}^{\text{н}}; P_{\text{ПО}}^{\text{н}})$ - по рис. 18 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{\text{ПО}}^{\text{н}} = 13 \text{ кгс/см}^2$	7,62	8,63	9,93	8,50
66	- поправка к мощности ЧСД-2 на отклонение давления пара в камере теплофикационного отбора	кВт	$\Delta N_{\text{ЧСД-2}}^{P_{\text{т}}}$	$f (G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}}; P_{\text{к.ТО}}^{\text{н}}; P_{\text{ТО}}^{\text{н}})$ - по рис. 20 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{\text{ТО}}^{\text{н}} = 13 \text{ кгс/см}^2$	61,80	16,69	-35,37	-5,43
67	- суммарная поправка к мощности ЧСД	кВт	$\Delta N_{\text{ЧСД}}$	$\Delta N_{\text{ЧСД-1}}^{P_{\text{п}}} + \Delta N_{\text{ЧСД-1}}^{P_{\text{т}}} + \Delta N_{\text{ЧСД-2}}^{P_{\text{п}}} + \Delta N_{\text{ЧСД-2}}^{P_{\text{т}}}$	69,03	5,39	-64,58	-23,29
	Расчет поправок к мощности ЧНД на отклонение внешних факторов от фиксированных номинальных условий:							
68	- расход пара в ЧНД-1 при параметрах, приведенных к номинальным условиям	т/ч	$G_{\text{ЧНД-1}}^{\text{пр}}$	По балансу при параметрах, приведенных к номинальным условиям: $G_{\text{ЧСД-2}}^{\text{пр}} - G_{\text{отс}}^{\text{рд.ТО на ЭУ (пр)}} - G_{\text{ТО}}^{(н)}$	54,77	61,82	68,23	61,87
69	- расход пара в ЧНД-2 при параметрах, приведенных к номинальным условиям	т/ч	$G_{\text{ЧНД-2}}^{\text{пр}}$	По балансу при параметрах, приведенных к номинальным условиям: $G_{\text{ЧНД-1}}^{\text{пр}} - G_{\text{п.ПНД}}^{\text{пр}}$	53,36	60,15	66,25	60,13

70	- расход пара в конденсатор при параметрах, приведенных к номинальным условиям	т/ч	$G_k^{пр}$	По балансу при параметрах, приведенных к номинальным условиям: $G_{чнд-2}^{пр} + G_{прот}^{ЗКУ(пр)}$	53,47	60,26	66,36	60,24
71	- давление в конденсаторе, абсолютное, приведенное к номинальным условиям	кгс/см ²	$P_2^{пр(пр)}$	$P_2^{пр(n)} * G_k^{пр} / G_k^{бал.ПрЧ}$	0,0605	0,0688	0,0894	0,0698
72	- поправка к мощности ЧНД-1 на отклонение давления пара в камере теплофикационного отбора	кВт	$\Delta N_{чнд-1}^{P_T}$	$f(G_{чнд-1}^{пр}; G_{чнд-2}^{пр}; P_{к.ТО}^{пр}; P_{ТО}^{пр})$ - по рис. 24 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{ТО}^{пр} = 2,0$ кгс/см ²	-25,12	-7,16	23,10	3,34
73	- поправка к мощности ЧНД-2 на отклонение давления пара в камере теплофикационного отбора	кВт	$\Delta N_{чнд-2}^{P_T}$	$f(G_{чнд-2}^{пр}; P_{к.ТО}^{пр}; P_{ТО}^{пр})$ - по рис. 26 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_{ТО}^{пр} = 2,0$ кгс/см ²	5,68	1,65	-4,73	-0,64
74	- поправка к мощности ЧНД на отклонение давления пара в конденсаторе	кВт	$\Delta N_{чнд}^{P_2}$	$f(G_{чнд-2}^{пр}; P_2^{пр(пр)}; P_2^{пр})$ - по рис. 28 заводской диаграммы режимов после модернизации САР, где $P_2^{пр} = 0,035$ кгс/см ²	781,99	1053,95	1652,24	1081,13
75	- суммарная поправка к мощности ЧНД	кВт	$\Delta N_{чнд}$	$\Delta N_{чнд-1}^{P_T} + \Delta N_{чнд-2}^{P_2} + \Delta N_{чнд}$	762,55	1048,44	1670,61	1083,83
	Расчет поправок к мощности на отклонение $\cos(\varphi)$ генератора:							
76	- фактивная мощность генератора в условиях опытов	кВт	$N_{факт}$	$N_t^{пр} * \cos(\varphi)^{пр} / \cos(\varphi)^{н}$, где $\cos(\varphi)^{пр} = 0,8$ - по заводскому техническому описанию генератора	17988,14	19886,59	21472,47	20124,86
77	- потери в генераторе при фактической мощности	кВт	$\Delta N_{ген}^{н}$	$f(N_t^{пр})$ - по рис. 29 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	730,54	750,32	766,42	751,80
78	- потери в генераторе при фактивной мощности	кВт	$\Delta N_{ген}^{факт}$	$f(N_{факт}^{н})$ - по рис. 29 заводской диаграммы режимов после модернизации САР	702,54	718,63	732,98	720,73

79	- поправка к мощности на отклонение $\cos(\varphi)$ генератора	кВт	$\Delta N_{\cos(\varphi)}$	$\Delta N_{\text{фигт}} - \Delta N_{\text{ген}}^{\text{и}}$	-27,99	-31,70	-33,43	-31,06
	Расчет электрической мощности генератора с учетом поправки:							
80	- мощность генератора, приведенная к номинальным параметрам теплофикационного режима при фактической тепловой схеме и фактическом состоянии проточной части	кВт	$N_{\text{г}}^{\text{пр}}$	$N_{\text{и}}^{\text{и}} + \Delta N_{\text{сх}} + \Delta N_{\text{чВД}} + \Delta N_{\text{чНД}} + \Delta N_{\cos(\varphi)}$	21984	24047	26904	24280
81	- то же	МВт	$N_{\text{г}}^{\text{пр}}$	$10^{-3} * N_{\text{г}}^{\text{пр}}$	21,98	24,05	26,90	24,28