

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

На правах рукописи



ЗИНОВЬЕВА Анастасия Сергеевна

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК РАСЧЕТА
ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ТЭС**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор
Ледуховский Григорий Васильевич

ИВАНОВО – 2025

Реферат

Диссертация 157 стр., 29 рис., 18 табл., 169 библи.

Тепловая электрическая станция, газотурбинная установка, парогазовая установка, энергоблок, турбина, котел, технико-экономические показатели, некорректная задача, материальный баланс, энергетический баланс, регуляризация Тихонова, численный метод решения, статистическое программирование.

Объектом исследования являются газотурбинные и парогазовые установки электростанций.

Предметом исследования являются методики расчета технических и технико-экономических показателей работы оборудования парогазовых установок электростанций.

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации парогазовых установок ТЭС за счет разработки и внедрения методик сведения материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых параметров ГТУ и расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазовых установок.

Проведен комплекс расчетных и экспериментальных исследований, по результатам которых предложены, научно обоснованы и апробированы в условиях промышленной эксплуатации методика совместного сведения материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых параметров при эксплуатации газотурбинных установок, основанная на концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач, а также усовершенствованная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок. Внедрение результатов исследования обеспечивает повышение эффективности эксплуатации парогазовых установок ТЭС в части точности и обоснованности определения показателей, характеризующих техническое состояние оборудования и совершенство режимов его работы.

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АОС – антиобледенительная система;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

ВВТО – водо-водяной теплообменник;

ГРЭС – государственная районная электрическая станция;

ГПК – газовый подогреватель конденсата;

ГТ – газовая турбина;

ГТУ – газотурбинная установка;

ЗКПВ – замкнутый контур подогрева воздуха;

КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство;

КПД – коэффициент полезного действия;

КУ – котел-утилизатор;

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;

НТД по ТИ – нормативно-техническая документация по топливоиспользованию;

ПВК – пиковый водогрейный котел;

ПГУ – парогазовая установка;

ПТ – паровая турбина;

РТЭ – резерв тепловой экономичности;

СВГ – суховоздушная градирня;

СУБД – система управления базой данных;

ТЭП – технико-экономические показатели;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЭВМ – электронная вычислительная машина.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОПЫТА	14
1.1. Требования нормативных документов к системе контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС	14
1.2. Методы сведения материального и энергетического балансов по тепловым схемам паросиловых энергетических установок	19
1.2.1. Нормативный подход	19
1.2.2. Варианты постановки и решения аналогичных задач	21
1.2.3. Решение задачи на основе метода регуляризации Тихонова	34
1.3. Особенности газотурбинных и парогазовых установок ТЭС как объектов сведения материальных и энергетических балансов	38
1.4. Резервы тепловой экономичности оборудования ТЭС	45
1.5. Анализ эксплуатационного опыта на примере ПГУ-116 и ПГУ-120	49
1.6. Выводы по результатам анализа	56
1.7. Постановка задач исследования	57
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СОВМЕСТНОГО СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	59
2.1. Скалярная постановка задачи при фиксированных значениях энтальпий теплоносителей.....	59
2.2. Векторная постановка задачи при фиксированных значениях энтальпий теплоносителей.....	64
2.3. Векторная постановка задачи с учетом неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей.....	69
2.4. Анализ влияния метода сведения балансов на результаты расчета показателей тепловой экономичности ГТУ	74
2.5. Выводы по второй главе	77
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИК РАСЧЕТА СОСТАВЛЯЮЩИХ РЕЗЕРВА ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА.....	79
3.1. Методическая база разработки методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности газотурбинных и парогазовых установок ТЭС.....	79
3.2. Составляющие резерва тепловой экономичности газотурбинных установок...	81

3.3. Составляющие резерва тепловой экономичности котлов-утилизаторов парогазовых установок утилизационного типа.....	82
3.4. Составляющие резерва тепловой экономичности паровых турбин парогазовых установок утилизационного типа.....	83
3.5. Составляющие резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа по затратам тепловой и электрической энергии на собственные нужды	84
3.6. Замечания относительно соответствия разработанных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа нормативным документам.....	85
3.7. Об определении поправок к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности ГТУ, используемым в расчетах составляющих резерва тепловой экономичности.....	89
3.8. Апробация разработанных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности.....	92
3.9. Рекомендуемые формы отчетов по составляющим резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа.....	94
3.10. Выводы по третьей главе	97
ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ	99
4.1. Реализация разработанных методик в составе комплексной системы мониторинга показателей тепловой экономичности парогазовых установок	99
4.2. Апробация разработанных методик и программного обеспечения применительно к энергоблокам ПГУ-116 и ПГУ-120	103
4.3. Апробация разработанных методик и программного обеспечения применительно к энергоблоку ПГУ-450	120
4.4. Реализация результатов работы в рамках учебного процесса	127
4.5. Выводы по четвертой главе.....	128
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ.....	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	133
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При определении фактических значений технико-экономических показателей (ТЭП) работы энергетического оборудования тепловых электрических станций (ТЭС) одним из обязательных этапов является сведение материальных и энергетических балансов. Требования относительно необходимости проведения таких расчетов содержатся в отраслевых руководящих документах, регламентирующих составление отчетности о показателях тепловой экономичности ТЭС. Однако методы сведения балансов, рекомендуемые этими нормативными документами, не позволяют учитывать степень достоверности определения отдельных параметров и обоснованно находить компромисс между невязкой балансов, обусловленной несовершенством метрологических характеристик приборов учета, и величиной вносимых в первичные данные корректировок. Кроме того, материальные, энергетические (а также топливные и электрические) балансы для сложной энергетической системы оказываются связанными друг с другом как по системе в целом, так и по отдельным подсистемам, что существенно осложняет решаемую задачу.

Некорректность исходной информации при сведении баланса может быть обусловлена не только метрологическими характеристиками приборов учета, но также их неисправностью. Кроме того, зачастую в практике ряд важных с точки зрения расчета ТЭП параметров оказывается по разным причинам не обеспеченным приборным учетом. Такие показатели определяются косвенно с использованием комплекса измеряемых параметров. Очевидно, степень достоверности определения таких параметров напрямую зависит и от методики, использованной при сведении балансов.

Газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки ТЭС как объекты сведения балансов имеют существенные особенности в сравнении с оборудованием традиционного паросилового цикла. Так, в ГТУ материальный и энергетический балансы затрагивают разные теплоносители (воздух, топливо, дымовые газы), а также оборудование вспомогательных технологических систем. Кроме того, в утилизационных ПГУ показатели работы ГТУ определяют и показатели работы котла-утилизатора (КУ), работа которого, в свою очередь, связана с работой паровой турбины (ПТ). Это означает, что в ПГУ материальный и энергетический балансы по ГТУ, КУ и ПТ должны быть связанными между собой.

Разработка обоснованных методик сведения материальных и энергетических балансов для ГТУ и ПГУ при некорректно заданной исходной информации является актуальной задачей как в научном, так и в практическом отношении.

Применительно к ГТУ и ПГУ отсутствуют также обоснованные методики расчета таких важнейших с точки зрения организации эксплуатации и ремонта оборудования ТЭП как составляющие резерва тепловой экономичности (РТЭ) – экономии или перерасхода топлива в условном исчислении из-за отклонения фактических значений отдельных параметров от их номинальных значений. При этом известно, что баланс РТЭ (соответствие суммы РТЭ общему РТЭ по энергоблоку или ТЭС) является косвенным методом контроля обоснованности расчета всех фактических и номинальных значений ТЭП энергетического оборудования, в том числе и методов сведения материального и энергетического балансов как подготовительного этапа расчета.

Актуальность темы работы подтверждается её соответствием приоритетному направлению научно-технологического развития Российской Федерации «Высокоэффективная и ресурсосберегающая энергетика» в рамках критической технологии «Технологии создания высокоэффективных систем генерации, распределения и хранения энергии (в том числе атомной)» согласно Указу Президента Российской Федерации №529 от 18 июня 2024 г., а также выполнением основных этапов работы в рамках НИОКР и хозяйственных договоров с предприятиями энергетической отрасли.

Степень разработанности темы работы. Вопросы сведения балансов при расчете фактических ТЭП оборудования ТЭС затронуты как в нормативных документах энергетической отрасли, так и в опубликованных результатах исследований ряда авторов. При этом основной нормативный документ, регламентирующий процедуру сведения материального баланса по ТЭС – Руководящие указания по сведению месячного пароводяного баланса на тепловых электростанциях – разрабатывался в середине прошлого века, касается только ТЭС традиционного паросилового цикла и устанавливает упрощенный способ сведения баланса. В предшествующих исследованиях, выполненных в ИГЭУ (Ледуховский Г.В., Зимин А.П., Борисов А.А., Горшенин С.Д. и др.) показаны недостатки нормативного подхода и недопустимые, с точки зрения целей контроля фактических ТЭП и составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ТЭС, последствия его применения в отдельных случаях. В работах ряда авторов (Овчинников Ю.В., Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Боруш О.В., Елистратов С.Л., Сафронов А.В., Аракелян Э.К., Сабанин В.Р., Репин А.И., Бахметова Н.А., Сажин С.Г.,

Луконин В.П. и др.) предлагались методы корректировки измеренных значений параметров по условиям согласования материальных, энергетических, эксергетических балансов в системе, а также с привлечением замещающих моделей (термодинамических, статистических, нейросетевых). Эти исследования, в основном, направлены на решение задачи повышения достоверности данных в АСУ ТП электростанций. Методы решения обратных задач корректировки исходных данных по известному результату активно разрабатываются с 1970-х годов как в России (Тихонов А.Н., Арсенин В.Я., Леонов А.С., Ягола А.Г., Морозов В.А., Воскобойников Ю.Е., Литасов В.А., Черненькая Л.В., Лэ В.Х. и др.), так и за рубежом (Swartz C., Pignatiello J.J., Runger G.C., Narasimhan S., Jordache C., Montgomery D.C., Spindler A., Vanrolleghem P.A., Mahmoud M.A., Maravelakis P.E., Lucas, J.M., Crosier R.B. и др.) и нашли применение для различных объектов: от технических устройств и систем до социальных и экономических процессов. Эти исследования, в основном, базируются на методе регуляризации Тихонова при решении некорректных задач. В рамках диссертационного исследования Зимина А.П. (ИГЭУ) была предложена методика сведения материальных и энергетических балансов в тепловых схемах ТЭС, основанная на матричной модели материальных потоков в энергетических системах и подходе к решению некорректных задач на основе регуляризации Тихонова. Продемонстрирована эффективность использования предложенной методики при обработке результатов испытаний паротурбинных установок и расчете фактических и номинальных значений ТЭП оборудования паротурбиной ТЭС и водопаровой части парогазовой ТЭС. Балансы ГТУ в рамках данной методики не рассматривались. В отношении методик расчета РТЭ ГТУ и ПГУ в системе нормативных документов энергетической отрасли имеется только методика, разработанная в ПАО «Интер РАО» и применяемая для электростанций данной энергетической компании. В нормативных документах федерального уровня требования к порядку расчета РТЭ ГТУ и ПГУ не установлены.

Целью работы является повышение эффективности эксплуатации парогазовых установок ТЭС за счет разработки и внедрения методик сведения материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых параметров ГТУ и расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазовых установок утилизационного типа.

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

1. Разработка и программная реализация методики сведения материальных и энергетических балансов ГТУ по результатам измерения контролируемых параметров по воздушному, топливному, газовому трактам и турбогенератору в рамках концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач.
2. Разработка методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа.
3. Синтез методики совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом из разработанной методики сведения балансов ГТУ и известной методики сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС.
4. Реализация разработанных методик сведения материальных и энергетических балансов, расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования в составе комплексной системы мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС.
5. Проведение расчетно-экспериментальных исследований для оценки эффективности внедрения разработанных методик расчета в практику определения показателей тепловой экономичности ПГУ утилизационного типа.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. В рамках подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач разработана методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ по данным технического учета, позволяющая обоснованно корректировать результаты измерения контролируемых параметров исходя из условия сведения балансов по аддитивным параметрам с учетом метрологических характеристик используемых средств измерения. Получены аналитические и численные решения задачи при её скалярной и векторной постановках.
2. Разработана методика совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом, базирующаяся на разработанной методике сведения балансов ГТУ и известной методике сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС. Получены количественные характеристики влияния используемой методики сведения балансов на показатели тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа.
3. Разработана усовершенствованная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа, отличающаяся от известной методики корректным учетом теплосодержания топливного газа на входе в

камеры сгорания ГТУ, учетом особенностей тепловых схем ПГУ с суховоздушными градиентами для охлаждения сетевой воды, а также расширенным перечнем определяемых составляющих резерва тепловой экономичности для повышения объективности оценки технического состояния оборудования и уровня его эксплуатации.

Теоретическая значимость работы состоит: *в расширении* области применения известной методики сведения материальных и энергетических балансов ТЭС, основанной на подходе регуляризации Тихонова при решении некорректных задач, на энергоблоки парогазового цикла за счет формулировки и решения на единой методологической основе задачи сведения балансов ГТУ; *в получении* новых результатов, характеризующих влияние используемой методики сведения балансов ГТУ на показатели тепловой экономичности ГТУ, КУ, ПТ и ПГУ в целом; *в повышении* объективности оценки технического состояния оборудования ПГУ утилизационного типа и уровня его эксплуатации за счет разработки и внедрения усовершенствованной методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности.

Практическая значимость результатов заключается в следующем:

1. Разработанная методика сведения балансов ГТУ реализована в виде программного модуля «Сведение материального и энергетического баланса газотурбинной установки по данным АСУТП» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687086 от 11.12.2023 г.).

2. Разработанная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования апробирована при оценке показателей тепловой экономичности ПГУ утилизационного типа, находящихся в эксплуатации. Выявлены недостатки нормативных документов энергетической отрасли в части расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования энергетических установок парогазового цикла.

3. Разработанные программный модуль и методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ интегрированы в комплексную систему мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС с энергоблоками ПГУ-116, ПГУ-120, что обеспечило повышение объективности оценки технического состояния и уровня эксплуатации оборудования.

4. Разработанная методика сведения балансов по данным эксплуатационного контроля ПГУ положена в основу программного комплекса «Программа для реализации алгоритма сведения материального и теплового баланса основного оборудования и групп оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО –

Электрогенерация» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687983 от 19.12.2023 г.), внедренного в рамках НИОКР в практику расчета ТЭП на Уренгойской ГРЭС.

Методология и методы исследований. Для получения результатов работы использованы методы решения некорректных задач в рамках подхода регуляризации Тихонова, статистического программирования, матричного моделирования, обработки экспериментальных данных, расчета показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС.

Достоверность и обоснованность результатов диссертационного исследования обоснована применением апробированных методов математического моделирования и анализа тепловой экономичности энергетических установок; согласованностью основных положений диссертации с опубликованными данными; апробацией разработанных методик расчета в условиях промышленной эксплуатации ПГУ; проверкой разработанных методик применительно к различным промышленным объектам.

Положения, выносимые на защиту:

1. Методика сведения материальных и энергетических балансов ГТУ по результатам измерения контролируемых параметров по воздушному, топливному, газовому трактам и турбогенератору, разработанная в рамках подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач.

2. Усовершенствованная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа.

3. Методика совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом, базирующаяся на разработанной методике сведения балансов ГТУ и известной методике сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС.

4. Результаты анализа влияния используемой методики сведения балансов на показатели тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа.

5. Результаты расчетно-экспериментальных исследований по оценке эффективности внедрения разработанных методик сведения материальных и энергетических балансов, расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования в практику определения показателей тепловой экономичности ряда энергоблоков ПГУ утилизационного типа.

Реализация результатов работы:

1. Разработанная методика сведения балансов ГТУ и реализующий её программный модуль «Сведение материального и энергетического баланса газотурбинной установки по данным АСУТП» использованы в составе комплексной системы мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования ТЭС «Международная» (г. Москва), что обеспечило повышение точности расчета показателей тепловой экономичности оборудования. По результатам работы обоснованы резервы тепловой экономичности ПГУ, выявлены причины их появления.

2. Разработанные методики сведения балансов ГТУ и ПГУ в целом апробированы применительно к энергоблоку ПГУ-450 в рамках выполнения НИОКР на разработку методики и алгоритма сведения теплового и материального балансов оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация». Разработанное программное обеспечение внедрено в практику расчета ТЭП Уренгойской ГРЭС.

3. Разработанная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности в ИГЭУ включена в дополнительные профессиональные образовательные программы «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП ТЭС с парогазовыми установками» и «Повышение квалификации эксплуатационного персонала теплового цеха ПГУ» в рамках повышения квалификации специалистов электростанций и генерирующих компаний.

Реализация результатов работы подтверждена тремя актами внедрения.

Личное участие автора в получении результатов работы состоит в разработке методики сведения материального и энергетического балансов ГТУ, её реализации в виде программы для ЭВМ; в разработке способа построения методики совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом из разработанной методики сведения балансов ГТУ и известной методики сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС, в апробации полученной методики в рамках договора на создание (передачу) научно-технической продукции применительно к ТЭС «Международная» и в рамках НИОКР применительно к Уренгойской ГРЭС (г. Новый Уренгой); в разработке и апробации в условиях промышленной эксплуатации методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ; в проведении анализа влияния используемой методики сведения балансов ГТУ на показатели тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа; в подготовке основных публикаций по тематике диссертационного исследования.

Апробация работы. Основные результаты опубликованы и обсуждались на 13 конференциях: XVII и XIX всероссийских (IX и XI международных) научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия» (Иваново, 2022 и 2024 гг.); II научно-технической конференции студентов и аспирантов с международным участием «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (Ульяновск, 2022 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Расчет и анализ технико-экономических показателей (ТЭП) электростанций и генерирующих компаний в современных условиях. Перспективы совершенствования и оптимизации нормативно-технической документации по топливоиспользованию (НТДТИ)» (Москва, 2022 г.); Национальных с международным участием научно-практических конференциях студентов, аспирантов, ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (Тюмень, 2022 и 2023 гг.); VII и VIII Международных научно-практических конференциях «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» (Кемерово, 2023 и 2024 гг.); XXIX Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, 2023 г.); XXII и XXIII Международных научно-технических конференциях «Бенардосовские чтения» (Иваново, 2023 и 2025 гг.); III Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики» (Ульяновск, 2023 г.); V научно-технической конференции студентов и аспирантов с международным участием «Энергоэффективные технологии в строительстве, энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве» (Ульяновск, 2024 г.).

Публикации. Материалы диссертации нашли отражение в 22 опубликованных работах, в том числе в 5 статьях в ведущих рецензируемых журналах (по списку ВАК); 15 тезисах и полных текстах докладов конференций; получено 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, списка использованных источников из 169 наименований. Текст диссертации изложен на 157 стр. машинописного текста, содержит 29 рисунков, 18 таблиц и 2 приложения.

ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОПЫТА

В первой главе рассматриваются нормативные требования энергетической отрасли в части организации контроля показателей тепловой экономичности оборудования эксплуатируемых ТЭС, существующие подходы и методы сведения материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых параметров в тепловых схемах паросиловых установок, особенности ГТУ и ПГУ как объектов сведения материального и энергетического балансов, а также известные методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности энергетического оборудования и их роль в оценке технического состояния и уровня эксплуатации ТЭС. Рассматривается также эксплуатационный опыт в части анализа показателей тепловой экономичности оборудования парогазового цикла на примере энергоблоков ПГУ-116 и ПГУ-120. На основе проведенного анализа литературных данных формулируются задачи исследования.

1.1. Требования нормативных документов к системе контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС

Общие требования к системе контроля ТЭП ТЭС регламентированы системой нормативных документов. В частности, порядок определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии на ТЭС России установлен приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 323 от 30.12.2008 г. [1]. Общий порядок расчета фактических, номинальных и нормативных ТЭП, а также резервов тепловой экономичности оборудования ТЭС закреплён в РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [2], а также в «Методических указаниях по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», введенных приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 952 от 12.09.2016 г. [3]. Нормативный подход к сведению материального (пароводяного) баланса по данным учета показателей

тепловой экономичности оборудования ТЭС традиционного паросилового цикла утвержден РД 34.09.110 «Руководящие указания по сведению месячного пароводяного баланса на тепловых электростанциях» [4].

Общие принципы, используемые в энергетике России при организации контроля показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС, а также результаты комплексного анализа нормативных документов, регламентирующих эту работу, изложены в [5] и [6].

В системе нормирования показателей тепловой экономичности энергетического оборудования используется специальная терминология, зафиксированная нормативными документами. В частности, для целей настоящего диссертационного исследования будут использоваться следующие основные понятия [1–3, 7–10]:

1) *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 (или тепловой энергии) 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;

2) *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;

3) *исходно-номинальное значение технико-экономических показателей* – значение этих показателей, определенное по энергетическим характеристикам при фиксированных значениях внешних факторов и заданном значении нагрузки, часовой производительности, расхода энергоносителя (или транспортируемого вещества) или другого нормообразующего показателя;

4) *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;

5) *нормирование технико-экономических показателей работы оборудования* – установление исходно-номинальных и номинальных значений этих показателей на какой-либо период;

6) *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 [10] 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;

7) *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;

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

9) *старение оборудования* – технологически невосстанавливаемый ремонтами естественный физический износ оборудования при длительной его эксплуатации, приводящий к ухудшению технического состояния, снижению надежности и экономичности работы;

10) *нормативно-техническая документация по топливоиспользованию* – официально разрабатываемый и утверждаемый для конкретной ТЭС комплект нормативных документов, включающий энергетические характеристики оборудования, макет (алгоритм) расчета номинальных и нормативных показателей тепловой экономичности, а также ряд дополнительных документов; является основой при оценке технического состояния и уровня эксплуатации оборудования ТЭС.

Комплекс задач по расчету показателей тепловой экономичности является частью фактически реализуемой на ТЭС системы мониторинга ТЭП и оптимизации режимов работы оборудования. Эта часть (рис. 1.1) [6] включает в себя ряд этапов обработки данных.

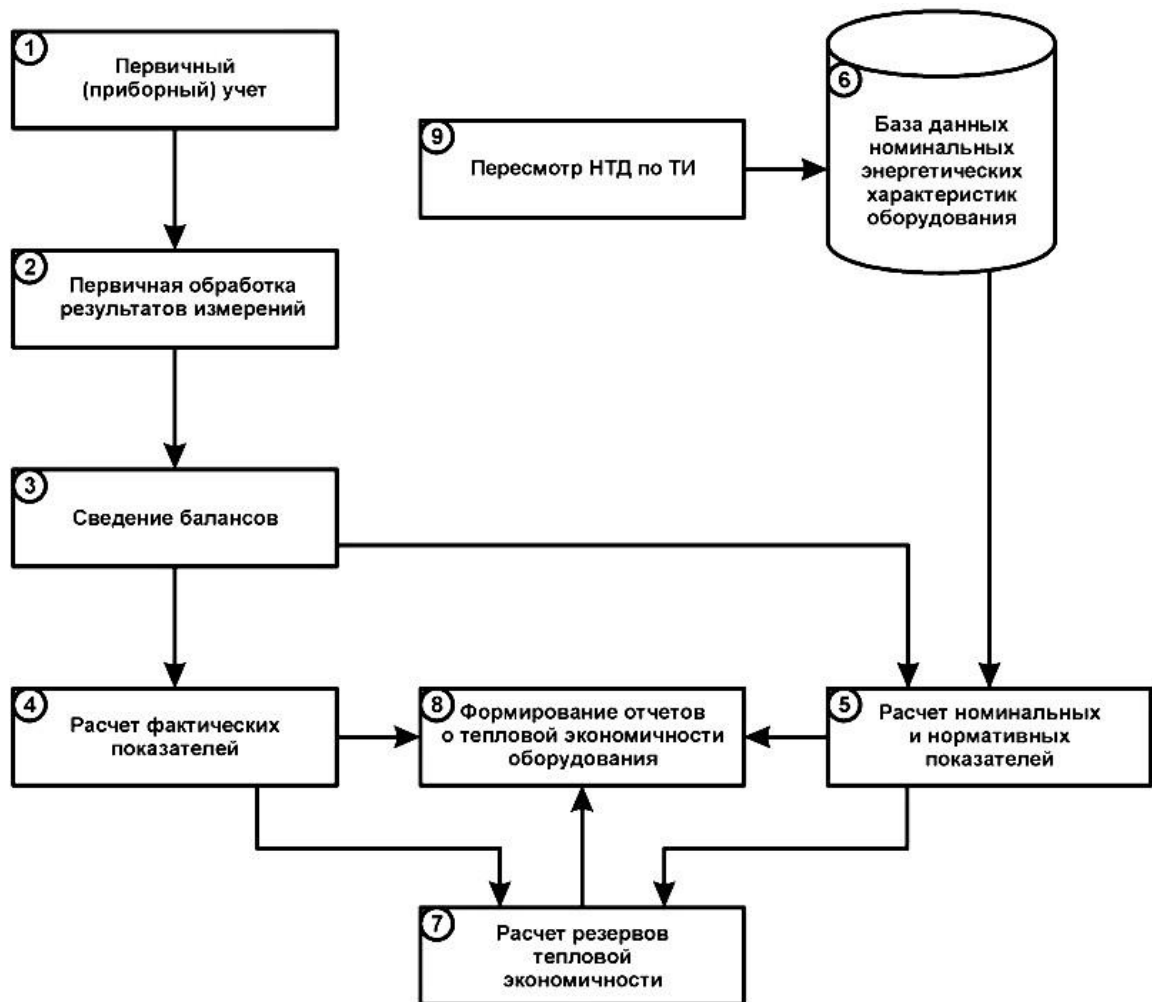


Рисунок 1.1. Структура задач по расчету показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС

Рассмотрим эти этапы подробнее, опираясь на результаты анализа, приведенные в [6]:

– этап 1 – первичный (приборный) учет показателей работы оборудования; совокупность используемых на ТЭС приборов технического и коммерческого учета, а также измерительных каналов с соответствующей базой данных обеспечивает сбор и хранение результатов измерения значений контролируемых в ходе эксплуатации параметров;

– этап 2 – первичная обработка результатов измерения контролируемых параметров, обеспечивает анализ данных первичного (приборного) учета с контролем её достоверности (проверка на наличие выбегов, нахождение параметров в пределах объективных диапазонов с др.), восполнение пропусков в данных первичного учета;

– этап 3 – сведение материальных, тепловых, топливных и электрических балансов по данным первичного учета, обеспечивает контроль сходимости этих балансов по отдельным агрегатам, группам оборудования, технологическим подсистемам с функциями диагностики источника сверхнормативных небалансов (вплоть до выявления участка технологической схемы с нерасчетными утечками или неисправного средства измерения), сведение балансов с соответствующей корректировкой данных первичного учета и определением действительных (балансовых) нагрузок отдельных единиц оборудования, расходов теплоносителей и энергии в технологических схемах 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, а также дополнительно разработанные характеристики технологических систем, параметры работы которых не обеспечены приборным учётом (потери пара и конденсата, перетоки рабочих сред и т.п.); отметим, что руководящими указаниями [4] установлен общий порядок сведения материального баланса по ТЭС традиционного паросилового цикла, однако, как показали предшествующие исследования [5, 11-16], он не лишен недостатков; кроме того, порядок сведения энергетического баланса, равно как и взаимное влияние материального и энергетического балансов в нормативных документах не описаны;

– этап 4 – расчет фактических показателей работы оборудования при использовании результатов сведения балансов, обеспечивает определение фактических значений за расчетный период времени основных и промежуточных технико-экономических показателей отдельных единиц, групп оборудования и технологических подсистем;

– этап 5 – расчет 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;

– база данных 6 – номинальные (утвержденные в составе НТД по ТИ ТЭС) энергетические характеристики оборудования, содержащие собственно номинальные энергетические характеристики и соответствующую систему управления базой данных (СУБД) по определению показателей работы оборудования по энергетическим характеристикам;

– этап 7 – расчет резервов тепловой экономичности, обеспечивающий 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;

– этап 8 – формирование отчетов электростанции о тепловой экономичности оборудования по данным за фактически отработанный период времени, обеспечивающий заполнение отчетных форм данными, соответствующими фактическим условиям работы оборудования и утвержденной для ТЭС НТД по ТИ;

– этап 9 – плановые пересмотры НТД по ТИ ТЭС (не реже одного раза в пять лет), выполняемые, как правило, на основе результатов балансовых испытаний оборудования.

1.2. Методы сведения материального и энергетического балансов по тепловым схемам паросиловых энергетических установок

1.2.1. Нормативный подход

«Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [2] устанавливают следующие требования в части необходимости сведения балансов перед расчетом ТЭП:

1) расчету фактических значений показателей должно предшествовать сведение пароводяного, теплового и электрического балансов каждого энергоблока, подгруппы и группы оборудования (с определением значений перетоков тепла между ними), электростанции в целом;

2) при правильно сведенном тепловом и электрическом балансах значения удельных расходов топлива, рассчитанных с использованием удельных показателей

турбоагрегатов и котлов (то есть по обратному балансу), а также по расходу сожженного топлива (по прямому балансу), должны совпадать.

Таким образом, процедура сведения балансов является обязательной с точки зрения обеспечения достоверности результатов последующих расчетов показателей тепловой экономичности оборудования. Важным для дальнейших рассуждений в рамках настоящей диссертации является также критерий совпадения показателей, рассчитанных по прямому и обратному балансам.

На практике на большинстве ТЭС отсутствуют утвержденные балансовые схемы, имеют место неправильный выбор или некорректная работа приборов внутреннего учета; материальный и энергетический балансы либо не сводятся, либо при их сведении используются некоторые экспертные оценки, разработанные специалистами конкретной ТЭС и потому не обладающими общностью подходов [6, 11–16]. В результате отчетные значения ТЭП оборудования оказываются искаженными и не увязанными между собой, что не позволяет обоснованно проводить анализ технических и экономических показателей работы оборудования. Причиной такого положения является отсутствие с нормативных документов исчерпывающей методической базы для выполнения расчетов по сведению балансов. Фактически в [2] содержится только требование о необходимости ведения такой работы.

Как указано в разд. 1.1 диссертации, руководящими указаниями [4] регламентирован порядок сведения материального баланса только для ТЭС традиционного паросилового цикла. Суть этого нормативного подхода состоит в следующем [4]:

1) прежде всего, необходимо обеспечить правильный посменный и ежесуточный учет основных потоков пара и воды, измеряемых расходомерами, и осуществлять повседневный контроль за правильностью их работы;

2) следует определять технико-экономические показатели, представляемые в ежемесячных отчетах, только на основе месячных пароводяных балансов; при этом месячный пароводяной баланс – это база для сведения месячного теплового баланса ТЭС и составления технических отчетов по эксплуатации оборудования (однако в части тепловых балансов конкретных комментариев в руководящих указаниях [4] нет);

3) невязка месячного пароводяного баланса по показаниям приборов (до сведения баланса), учитывая наличие приборов с положительной и отрицательной погрешностью измерений, не должен превышать $\pm (2-3) \%$; очевидно, нельзя обеспечить такой

небаланс месячного пароводяного баланса без ежесуточного контроля сходимости баланса и обеспечения работы средств измерений в пределах номинальной погрешности;

4) невязки балансов предлагается разносить поровну между приходной и расходной частями баланса.

Ясно, что предлагаемый нормативным документом подход не позволяет учесть все балансовые соотношения (особенно в части взаимного влияния материального и энергетического балансов) и дает решение, не всегда близкое к истине [6, 11–16]. Однако этот подход позволяет добиться однотипной методики обработки первичной информации и, при условии выполнения рекомендаций относительно исходной невязки баланса не более $\pm (2-3) \%$, в целом позволяет получить приемлемый результат.

Отметим, что для ГТУ, имеющих существенные отличия от паросиловых энергетических установок (наличие нескольких теплоносителей, учитываемых в балансах: воздуха, топлива, продуктов сгорания), предлагаемый руководящими указаниями [4] подход неприменим.

1.2.2. Варианты постановки и решения аналогичных задач

Для любой промышленной, в том числе энергетической, установки измерения выполняются в условиях неопределенности. На это влияет и несовершенство процесса измерения, а именно неисправности каналов измерения, ошибки оператора, математические погрешности вычислений и округлений данных и прочее, и невозможность измерения ряда параметров или же пропуски в данных, которые вынужденно восполняются за счет правил агрегации, применяемых к ближайшим достоверным показаниям.

В дальнейшем, при определении эффективности работы оборудования путем вычисления ТЭП погрешности, включенные в значения, принимают вид балансовых невязок. Таким образом, встает вопрос такого сведения балансов, который бы максимально исключил небаланс, но не привел бы к значительной коррекции данных.

Вопрос согласования данных (и его частный случай – вопрос сведения балансов) представляет собой оптимизационную задачу и является основополагающим как в экономических, так и в технических дисциплинах при обработке экспериментальных данных.

Методы оптимизации могут быть классифицированы по разным критериям, отметим здесь только основные [17]:

- по виду критерия оптимальности:

а) задача линейного программирования; возникает в случае линейного вида функции критерия оптимальности;

б) задача дробно-линейного программирования; возникает в случае, если функции критерия оптимальности имеет вид отношения двух линейных функций;

в) задача нелинейного программирования; возникает в случае нелинейного характера функции критерия оптимальности;

- по наличию ограничений:

а) безусловная оптимизация; возникает в случае отсутствия каких-либо ограничений к вектору параметров оптимизации;

б) условная оптимизация; возникает в случае наличия каких-либо ограничений к вектору параметров оптимизации;

- по размерности вектора параметров оптимизации:

а) однопараметрическая задача оптимизации; возникает в случае, если вектор параметров оптимизации представлен единичным вектором;

б) многопараметрическая задача оптимизации; возникает в случае, если вектор параметров оптимизации представлен неединичным вектором.

Рассмотрим основные методы нелинейного программирования для одномерного пространства [17].

В общем виде задача имеет вид:

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \min \quad (1.1)$$

где $x_i \in R_n$.

Такие методы подразделяют на несколько групп [17]:

- прямые методы;
- методы первого порядка или градиентные методы;
- методы второго порядка.

В выборе рассматриваемых методов обратимся к методам первого и второго порядка, поскольку они позволяют учитывать ограничения, а также в целом наиболее эффективно выполнять поиск решений [17–21].

Градиентные методы представляют собой поиск некой точки x^* , при которой $\nabla f(x^*) = 0$. Поскольку методы подразумевают итерационный процесс, то в ходе решения получается некоторое множество точек $x_0 \dots x_k$, которые постепенно приближаются к экстремуму x^* . При этом значение x_{k+1} определяется следующим образом [18]:

$$x_{k+1} = x_k + h_k d_k, \quad (1.2)$$

где d_k – направление перемещения, которое вычисляется в зависимости от применяемого метода; h_k – длина шага.

Уникальность различных градиентных методов заключается в подходе к расчету и выбору направления перемещения и длины шага.

Примерами наиболее распространенных градиентных методов являются метод Коши (наискорейшего спуска) и метод Ньютона [18].

Метод Коши заключается в поиске такого λ , при котором целевая функция принимает минимальное значение [18]:

$$\Phi(\lambda) = f(x_k + \lambda d_k) \rightarrow \min, \quad (1.3)$$

где $d_k = -\nabla f(x_k)$, $\lambda \geq 0$.

Алгоритмически метод выглядит следующим образом [18]:

1. Вычисляется значение функции на текущем шаге $f(x)$;
2. Вычисляется направление спуска d_k ;
3. Вычисляется целевая функция согласно (1.3);
4. Определяется $x_{k+1} = x_k + \lambda d_k$;
5. Выполняется проверка условий $|x_{k+1} - x_k| \leq \varepsilon_x$ и $|\nabla f(x_{k+1})| \leq \varepsilon_y$, где ε_x – некоторое заданное минимальное отклонение по x ; ε_y – некоторое заданное минимальное отклонение по частным производным целевой функции; если условия выполняются, то поиск считается завершенным и принимается $x^* = x_{k+1}$, иначе поиск продолжается итерационно.

Более широко, за счет квадратичной сходимости, используется метод Ньютона. В рамках этого метода направление спуска вычисляется как $d_k = -[\nabla^2 f(x_k)]^{-1} \nabla f(x_k)$ [18].

Рассмотрим теперь основные методы нелинейного программирования для многомерного пространства.

Поскольку рассматриваемая нами задача сведения балансов имеет несколько оптимизируемых параметров, применительно к ее решению можно использовать множество алгоритмов оптимизации, основанных на поиске экстремумов функций многих переменных.

В общем виде задача оптимизации может считаться задачей нелинейного программирования, если целевая функция $f(x_1 \dots x_n)$ или же граничные условия $g(x_1 \dots x_n)$

представлены нелинейными функциями ($i = \overline{1, m}$):

$$f(x_1 \dots x_n) \rightarrow \max (\min), \quad (1.4)$$

$$g_i(x_1 \dots x_n) \leq (=, \geq) b_i. \quad (1.5)$$

Одним из ключевых методов в решении подобных задач является метод Лагранжа [21, 22]. Основное его назначение – переход от условной к безусловной оптимизации, как необходимый шаг при решении задач нелинейной условной оптимизации.

Особенностью данного метода является использование так называемой функции Лагранжа, а именно [21]:

$$L(x_1 \dots x_n, \lambda_1 \dots \lambda_m) = f(x_1 \dots x_n) + \lambda_1 \cdot g_1(x_1 \dots x_n) + \dots + \lambda_m \cdot g_m(x_1 \dots x_n), \quad (1.6)$$

где λ – множители Лагранжа.

Если x^* является точкой условного экстремума функции при неких ограничениях и ранг матрицы первых частных производных функции $J = \frac{\partial g_i(x^*)}{\partial x_j}$ равен m , то существуют такие λ не равные одновременно нулю, при которых [21]

$$\nabla L(x^*, \lambda^*) = \nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m \lambda_i^* \cdot \nabla g_i(x^*) = 0. \quad (1.7)$$

Алгоритм метода Лагранжа может быть представлен в виде:

1. Введение вектора множителей Лагранжа $\lambda = (\lambda_1, \lambda_2 \dots \lambda_m)$;
2. Определение функции Лагранжа согласно (1.6).
3. Нахождение частных производных функции Лагранжа ($j = \overline{1, n}$):

$$\frac{\partial f}{\partial x_j}(x_1 \dots x_n) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_j}(x_1 \dots x_n) = 0, \quad (1.8)$$

$$g_i(x_1 \dots x_n) = 0, \quad (1.9)$$

Система решается относительно $n+m$ неизвестных x и λ .

Однако указанная система дает лишь необходимые условия для нахождения экстремума. Для нахождения достаточного условия, т.е. гарантированного нахождения искомого x^* , необходимо найти окаймленную матрицу Гессе [21]:

$$K = \begin{pmatrix} O & J \\ J^T & H \end{pmatrix}, \quad (1.10)$$

где

$$H = \left(\frac{\partial^2 L(x, \lambda)}{\partial x_i \partial x_j} \right); \quad J = \left(\frac{\partial g_i}{\partial x_j} \right).$$

Тогда x^* будет являться точкой экстремума, если последние $n-m$ главных угловых миноров матрицы $\mathbf{K}$ имеют чередующиеся знаки, причем знак первого совпадает со знаком $m+1$.

Для сведения условной многомерной оптимизации к последовательной безусловной может также использоваться метод штрафных функций, относящий к множеству так называемых методов внешних точек, названных так по возможности выхода искомого значения на одной из итераций из заданных граничных условий [23].

Поскольку эффективность использования того или иного метода определяется не только результатом его применения, но и быстродействием, одним из самых работоспособных на данный момент методом можно считать метод регуляризации Тихонова [24–30].

Описание подхода к сведению балансов на основе метода регуляризации Тихонова будет дано в разд. 1.2.3 диссертации. Здесь же отметим, что основной сложностью метода является подбор так называемого параметра регуляризации, используемого в данном методе; обоснованного алгоритма корректного подбора параметра регуляризации для любой системы в настоящий момент не существует. Такой подбор, как правило, основывается на итерационном поиске значений, при которых будет достигаться оптимум, соответствующий определенной точности вычислений [26, 27].

Метод регуляризации Тихонова наряду с методом множителей Лагранжа активно используется в зарубежных источниках для решения проблемы согласования данных. В [31] авторы изучают вопрос разработки методики сведения балансов, в частности материального баланса, и ее применения для химической и нефтеперерабатывающей отрасли.

Ошибку измерения (ξ) авторы [31] предлагают определять одним из двух способов:

$$\xi = x_m - x_r, \quad (1.11)$$

где x_m – измеренное значение, x_r – эталонное значение,
либо

$$\xi = r_\xi + g_\xi, \quad (1.12)$$

где r_{ξ} – случайная ошибка, g_{ξ} – систематическая ошибка.

Поскольку вопрос согласования данных подразумевает нахождение оптимума отклонения между данными исходными (x) и скорректированными (y), как правило, к результирующему набору выдвигается такое ограничение:

$$\min \sum_i^n \omega_i (y_i - x_i)^2 \quad (1.13)$$

где i – номер потока массы в балансе, ω_i – вес потока, изменяющийся в зависимости от требований к точности измерения того или иного параметр.

Случайная ошибка во время измерения может быть обусловлена изменениями окружающей среды, человеческим фактором и др. Такая ошибка может быть оценена с помощью нормального закона распределения. Систематическая ошибка может быть вызвана некорректной работой средств измерения, нарушениями процесса измерения и др. Случайные ошибки более просты в устранении, в то время как систематические ошибки, которые, как правило, превышают случайные по значению, требуют минимизации еще до момента сведения балансов [31].

В англоязычных источниках принято разделять переменные, участвующие в балансах, на измеренные, неизмеренные и константы [31–38].

Измеренной переменной считается та, по которой с заданным интервалом времени имеется актуальное значение по данным средства измерения. Неизмеренной переменной называется та, чье значение было получено косвенным путем. Наличие таких переменных может быть обусловлено тем, что переменная не измеряется либо по ней некоторое время не поступают актуальные значения ввиду неисправности канала измерения. В таком случае вычисление ведется или на основании косвенных данных, или по специальным методикам, или же выполняется усреднение последних полученных измеренных значений за определенный промежуток времени [31].

Измеренные переменные также дополнительно подразделяются на два типа: избыточные и неизбыточные. К избыточным переменным относятся те, чье значение можно вычислить не только непосредственно прямым измерением, но и косвенным, через другие измеряемые переменные. Значение такой переменной, как правило, достоверно и достаточно точно [31, 34–36].

Через избыточность измеренных переменных для всей системы балансовых уравнений можно определить точность возможного согласования [31]:

$$r_k = \sum_N^M \frac{n_i - 1 - u_i}{N}, \quad (1.14)$$

где r_k – степень избыточности, M – число уравнений, в которое входит данная переменная, N – общее число уравнений системы, n_i – число переменных в уравнении m , u_i – число переменных, которые входят во все уравнения.

В общем виде, решение задачи сведения балансов сводится к минимизации целевой функции с граничными условиями $f(x_r)$ и $g(x_r)$. В результате решения получается вектор согласованных значений, скорректированный согласно задаваемой точности и ковариационной матрицы ψ [31, 33]:

$$\begin{aligned} \min(x_m - x_r)^T \psi^{-1}(x_m - x_r), \\ f(x_r) = 0, g(x_r) < 0. \end{aligned} \quad (1.15)$$

Ковариационная матрица, как правило, представляет собой диагональную матрицу размером, равным количеству потоков в балансе, где располагаются веса каждого потока. В качестве весов могут быть использованы среднеквадратичные отклонения потоков, вычисляемые стандартным способом для случая многократных измерений [31, 33]. Однако, для высоковолатильных систем, т.е. таких, где значения могут варьироваться в достаточно широком диапазоне, использование ковариационной матрицы на основе среднеквадратичных отклонений будет недостаточно информативным. В таком случае, как правило, выбираются участки, где значение меняется незначительно, для них вычисляется дисперсия, и далее полученные значения усредняются [31, 33, 38].

В работах [31, 33] описывается также метод вычисления ковариаций для построения вариационно-ковариационной матрицы. Согласно определению ковариации, ее вычисление между двумя независимыми переменными должно дать ноль. Если вычисленная ковариация отлична от нуля, то каналы измерения имеют некую ошибку. Вычисление ковариации производится по следующей формуле:

$$\text{cov}(x_i, y_i) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}). \quad (1.16)$$

Получаемая ковариационная матрица представляет собой симметричную матрицу, содержащую дисперсии измерений по диагонали и ковариации измерений вне её (диагонали).

В иностранных источниках к решению задач сведения балансов предлагается подходить, используя метод множителей Лагранжа и его вариации или метод регуляризации Тихонова [31, 34, 35].

Если рассматриваемый процесс описывается линейной функцией и граничные условия не используются, то имеем [31]:

$$\begin{cases} \min (x_m - x_r)^T \psi^{-1}(x_m - x_r), \\ A_r x_r = 0 \end{cases}, \quad (1.17)$$

где A_r есть матрица оператора модели процесса, где определены взаимосвязи рассматриваемого процесса.

Если же требуется учитывать некие граничные условия, то вводится функция Лагранжа. Она представляет собой разность между функцией $f(x)$, чей минимум требуется найти, и функцией граничных условий $g(x)$:

$$L = f(x) - g(x) \cdot \lambda, \quad (1.18)$$

где λ – множитель Лагранжа, подбирается для оптимального сведения балансов.

Решение данной системы производится с помощью метода множителей Лагранжа и сводится к решению [31]:

$$x_r = x_m - \psi A_r^T (A_r \psi A_r^T)^{-1} A_r x_m, \quad (1.19)$$

$$L = (x_m - x_r)^T \psi^{-1}(x_m - x_r) - 2\lambda(A_r x_m - A_r (x_m - x_r)), \quad (1.20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial (x_m - x_r)} = 2\psi^{-1}(x_m - x_r) + 2A_r^T \lambda = 0, \quad (1.21)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = A_r(x_m - x_r) = 0, \quad (1.22)$$

$$(x_m - x_r) = -\psi A_r^T \lambda. \quad (1.23)$$

Большинство теплоэнергетических процессов описывается нелинейными функциями, потому использовать вышеописанный метод напрямую не предоставляется возможным. Первые работы, исследующие оптимизацию нелинейных процессов, представляли собой также адаптацию метода множителей Лагранжа. Однако вычисление частных производных на каждой итерации вычислительно оказалось достаточно трудоемко, поэтому поиски наиболее эффективного подхода продолжались.

Одним из наиболее оптимальных подходов к согласованию нелинейных процессов можно считать методику, предложенную Шварцем [32]. Она заключается в линеаризации нелинейных ограничений с последующим итерационным решением уже линейной функции по методу Лагранжа. Решение считается окончательным, когда

разница получаемых значений между последовательными итерациями оказывается меньше некоего задаваемого значения.

В своих работах [32, 33] авторы предлагают ряд алгоритмов для диагностики наличия систематических ошибок в полученных данных. Одним из простейших тестов является глобальный тест на наличие систематических ошибок. Также выделяют так называемый тест измерений, на котором строится двухэтапная методика сведения балансов: устранение грубых ошибок и приведение к нулевому вектору остатка.

Также в иностранных источниках [36, 37] описывается применение CUSUM-метода или метода кумулятивных карт для выявления ошибки измерения. Несмотря на распространенность метода в экономической сфере, он может быть использован и для поиска ошибки определения измеренных параметров.

Кумулятивная сумма представляет собой сумму отклонений параметра от некоего эталонного значения, а кумулятивные карты предназначены для обнаружения как положительных, так и отрицательных отклонений измеряемой величины от некоего «контрольного» значения. Результат применения CUSUM-метода может быть представлен как графически, так и таблично, что позволяет удобно и быстро оценивать текущую ситуацию [36, 37].

Проблема согласования данных, а именно материальных и энергетических балансов отражена и в работах отечественных ученых.

Авторы Новосибирской научной школы рассматривают теплоэнергетическую установку как совокупность сложных агрегатов, позволяющих преобразовать материальный поток $E_i^{(x)} = (E_{1i}, E_{2i} \dots E_{ki})$ в энергетический $E_i^{(y)} = (E_{i1}, E_{i2} \dots E_{ij})$ [39–48].

Как обсуждалось ранее, не все параметры могут быть измерены, часть из них получаются путем косвенных измерений. Авторы данных исследований предлагают использовать в качестве составляющих входного и выходных векторов модели измеренные параметры, предполагая, что пренебрежение остальными параметрами допустимо [39, 43].

Таким образом, расчет входных и выходных параметров выглядит следующим образом:

$$E_{1i} = f_1(X_i), \dots, E_{ki} = f_k(X_i), \quad (1.24)$$

$$E_{i1} = \varphi_1(Y_i), \dots, E_{iy} = \varphi_j(Y_i), \quad (1.25)$$

$$y_{i1} = \psi_1(X), \dots, y_{im} = \psi_m(X). \quad (1.26)$$

Поскольку каждая из выходных переменных определяется совокупностью входных переменных, систему можно представить в следующем виде [40–42]:

$$y_{im} = \Phi(a_{im}X) + \varepsilon, \quad (1.27)$$

где a_{im} – вектор входных параметров, ε – ошибка измерения.

Составляющие энергобаланса соответственно могут быть представлены в виде [42, 43]:

$$f(X, Y) = \text{ABS}(\delta_{x,y}) \neq \delta_f, \quad (1.28)$$

где $\delta_{x,y}$ – несходимость балансов, δ_f – допустимая погрешность сходимости балансов.

Таким образом, основная задача сведения балансов есть минимизация функции $f(X, Y)$, а именно поиск такой комбинации $\{X^*, Y^*\}$, для которых было бы верно:

$$f(X^*, Y^*) = \min[f(X, Y)], \{X, Y\} \in G, \quad (1.29)$$

иначе

$$f[X_R^*, Y_R^{*(\lambda)}] = \min(f[X_R, Y_R^{*(\lambda-1)}]), \{X_R, Y_R^{*(\lambda-1)}\} \in G, \quad (1.30)$$

где $Y_R^{*(\lambda)}$ – λ приближение выходных параметров к вектору действительных параметров в R-режиме.

Поиск экстремума функции производится в доверительном интервале $X^* = X \pm \Delta x$, $Y^* = Y \pm \Delta y$.

Поскольку все представленные в балансовых уравнениях параметры согласуются по размерностям, их можно разместить на одном векторе. Графически поиск оптимального значения представлен на рис. 1.2.

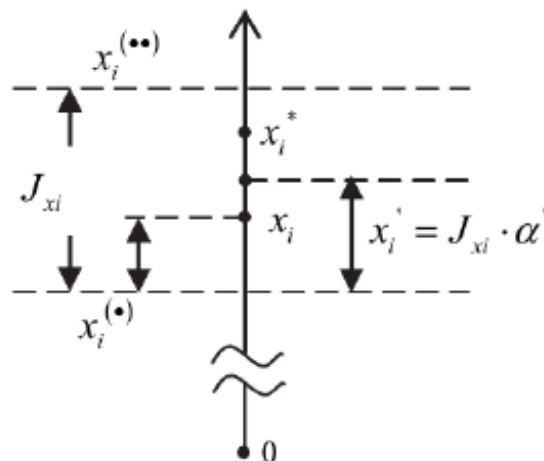


Рисунок 1.2. Графическое представление поиска оптимального решения по [44]

Алгоритмически метод выглядит следующим образом [42]:

1. Перед началом согласования данных следует определить исходные параметры балансовых уравнений (измеренных, косвенно рассчитанных, неизменяемых), а также погрешность их измерения, согласно общепринятым методикам.

2. Определить доверительный интервал поиска решения:

$$[x_i^* = (1 - \delta_x)x_i; \quad x_i^{**} = (1 + \delta_x)x_i], \quad (1.31)$$

$$J_x = [x_i^{**} - x_i^*] = 2x_i\delta_{ix}. \quad (1.32)$$

3. Ввести коэффициент поиска α , таким образом получим:

$$x_i' = x_i^* + J_{xi} \alpha_{xi}', \quad \{0 \leq \alpha_x \leq 1\}. \quad (1.33)$$

Аналогично, для всех элементов уравнения:

$$f(x_1 \dots x_n, y_1 \dots y_j)_0 = \text{ABS}(\delta(x, y)_0) = \text{Deb}_0. \quad (1.34)$$

На основе полученных данных выполняется построение приближения балансового уравнения 1 шага:

$$f_1(x_i', y_1') = \text{ABS}(\delta(x_i', y_1')_0) = \text{Deb}_1. \quad (1.35)$$

4. Решение о продолжении и виде расчета принимается на основе разности между результатами двух последовательных итераций:

- если $\text{Deb}_0 > \text{Deb}_1$, то уравнения, полученные на 1 итерации, принимаются за исходные, расчеты продолжаются;
- если $\text{Deb}_1 > \text{Deb}_0$, то исходные уравнения сохраняются, выполняется расчет при новых значениях α .

Уравнения будут считаться согласованными в случае, если $\text{Deb}_0 \approx 0$ или же $\text{Deb}_\lambda < \text{Deb}_{\min}$, где Deb_λ удовлетворяет требованиям к точности сведения баланса.

Ученые НИУ «МЭИ» под руководством Сабанина В.Р. рассматривали вопросы диагностики информационной подсистемы АСУ ТП электростанций с использованием технологий искусственного интеллекта [50–55]. В частности, авторами разработан метод эволюционного и нейросетевого моделирования для диагностики частичных отказов информационных подсистем АСУ ТП в теплоэнергетике. При этом в качестве одного из этапов диагностирования предложено использовать алгоритм коррекции результатов измерений на основе системы балансовых соотношений [54]. Результаты

исследований реализованы в виде программы для ЭВМ [55]. Предложенный подход апробирован применительно к паровому энергетическому котлу; в результате выявлено, что полученные корректирующие поправки имеют вид случайных процессов, состоящих из случайной и систематической составляющих, и практически не зависят от изменения нагрузок котла [54].

Схожие подходы использовали в своих исследованиях авторы из Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева (Сажин С.Г., Луконин В.П., Бахметова Н.А. и др.) при разработке интеллектуальной системы непрерывного контроля частичных отказов в дублированных информационно-измерительных системах АСУ ТП [56–62]. В частности, в [62] предложена процессная модель, комбинирующая методы инвариантного и идентификационного подходов к диагностике технических систем на базе искусственного интеллекта. Разработан учитывающий возможный дрейф характеристик объекта алгоритм коррекции значений технологических параметров, вычисляемых на основе математической модели, путем применения поправочного коэффициента.

В целом задача сведения балансов является частным случаем так называемой обратной задачи, т.е. такой задачи, для которого требуется найти исходные данные, основываясь на полученном результате [24].

Разработка подходов к решению подобных задач активно началась в 1970-х годах. Основоположниками данного направления являются Тихонов А.Н., Арсенин В.Я., Ягола А.Г., Морозов В.А. и др. [24–30, 49]. В последние десятилетия ученые стали пристальнее рассматривать применение методов решения обратных задач применительно к различным предметным областям.

Ученые Новосибирского государственного архитектурно-строительного университета под руководством Воскобойникова Ю.Е. рассматривали вопрос решения обратной задачи применительно к восстановлению получаемых от контрольно-измерительных средств данных, описываемых интегральными уравнениями I рода [63–67]. Авторы предлагают свести идентификацию системы к решению уравнения Вольтерра [64].

$$\int_0^t k(t-\tau)\varphi(\tau)d\tau = f(t), 0 \leq t \leq b_f, \quad (1.36)$$

или интегрального уравнения Фредгольма [64]

$$\int_{a_\phi}^{b_\phi} k(t-\tau)\varphi(\tau)d\tau = f(t), a_f \leq t \leq b_f \quad (1.37)$$

где $\varphi(\tau)$ – входной сигнал; $f(\tau)$ – выходной сигнал; k – импульсная функция.

В [64] предложен алгоритм идентификации входного сигнала для рассматриваемой задачи, предусматривающий аппроксимацию интегральных уравнений дискретными аperiodическими свертками с использованием дискретного преобразования Фурье. Вычислительные эксперименты, проведенные автором, показали, что для решения достаточно выполнить 5-8 итераций.

Восстановление данных математической модели процесса нефтепереработки как вариант постановки обратной задачи в своих работах рассматривали ученые Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого под руководством Черненькой Л.В. [68–75]. В своих трудах авторы также прибегают к использованию регуляризации Тихонова.

Рассматривается некий технологический процесс, описываемый системой обыкновенных дифференциальных уравнений [68]:

$$\frac{d\mathbf{X}(t)}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{X}(t), \quad (1.38)$$

где $\mathbf{A}$ – матрица постоянных коэффициентов a_{ij} , $i, j = 1, 2 \dots n$; $\mathbf{X}(t) = (x_1(t), x_2(t), \dots x_n(t))^T$.

В рамках обратной задачи требуется найти матрицу $\mathbf{A}$ по известным значениям матрицы $\mathbf{X}(t)$. Решение задачи выполняется следующим образом [75]:

1. Применив один из методов решения дифференциальных уравнений, к примеру, численный метод конечных разностей, (1.38) приводится к линейному уравнению:

$$\mathbf{X}\mathbf{K} = \mathbf{B}, \quad (1.39)$$

где $\mathbf{X}$ – матрица результирующих элементов $(x_1(t), x_2(t), \dots x_n(t))$, $\mathbf{B}$ – вектор правой части, $\mathbf{K}$ – искомый вектор коэффициентов $(a_{1j}, \dots a_{nj}, \dots a_{i1}, \dots a_{in})^T$.

Учитывая, что исходные данные для решения обратной задачи содержат в себе погрешности, авторы получают уравнение следующего вида:

$$\mathbf{X}_\eta \mathbf{K} = \mathbf{B}_\delta, \quad (1.40)$$

где $\mathbf{X}_\eta$ – приближение к $\mathbf{X}$, $\mathbf{B}_\delta$ – приближение к $\mathbf{B}$.

2. Для решения (1.40) используется метод регуляризации Тихонова. Решением будет являться приближение к $\mathbf{K}^0$ по условию:

$$\|X_\eta K - B_\delta\|^2 + \alpha \|K\|^2 \rightarrow \min_{\alpha} \min_{\|K\|}, \quad (1.41)$$

где α – числовой параметр регуляризации.

Из (1.41) следует

$$X_\eta^* X_\eta K + \alpha K = X_\eta^* B_\delta, \quad (1.42)$$

где X_η^* – сопряженный к матрице X_η .

3. Решением системы является вектор K^α , являющийся регуляризованным решением $X_\eta K = B_\delta$. При этом параметр регуляризации находится такой, чтобы $K^\alpha \rightarrow K^0$.

4. Параметр регуляризации выбирается квазиоптимально, т.е. таким образом, что $\left\| -\alpha \frac{dK_1^\alpha}{d\alpha} \right\| \rightarrow 0$.

В целом авторы [24–30, 63–75] сходятся в утверждении, что метод регуляризации Тихонова является одним из наиболее эффективных методов решения некорректных задач. Подробнее об опыте использования этого метода научной школой ИГЭУ в приложении к решению задач сведения материальных и энергетических балансов в энергетических установках речь пойдет в следующем разделе диссертации.

1.2.3. Решение задачи в рамках концепции регуляризации Тихонова

Изложенные в разд. 1.2.2 диссертации теоретические обоснования метода регуляризации Тихонова нашли свое практическое применение в работах научной школы ИГЭУ [5, 11–16]. В качестве предмета рассмотрения выступали паротурбинная ТЭС или водопаровой тракт ПГУ. В основу разрабатываемой методики положен подход регуляризации Тихонова к решению некорректных задач [24–26].

Рассмотрим основные результаты предшествующих исследований, опираясь на диссертационную работу Зими́на А.П. [5], а также основные публикации научной школы [11–16].

Предварительно разрабатывается модель топологии участка тепловой схемы ТЭС в виде направленного графа $G = (X, V)$, где узлами X_i представлены точки разделения или слияния потоков, а ветвями графа V_j – трубопроводы (и соответствующие расходы теплоносителя через них). Важно, что такой подход справедлив, как отмечает автор [5] в том случае, если участок тепловой схемы работает с одним теплоносителем.

Основой математической модели, описывающей объект, является матрица инцидентности, формируемая для составленного направленного графа по

установленным правилам [5, 11]. Каждый столбец матрицы инцидентности $\mathbf{A}$ – это ветвь графа V_j , а каждая строка – узел графа X_i . Произведение матрицы инцидентности $\mathbf{A}$ и вектора расходов теплоносителя $\mathbf{V}$ отражает небаланс массы в соответствующем узле.

В общем виде решаемая некорректная задача сформулирована в следующем виде [5, 11–13, 26]:

$$\mathbf{A}\mathbf{V} + \boldsymbol{\sigma} = \mathbf{0}, \quad (1.43)$$

где $\boldsymbol{\sigma}$ характеризует невязку баланса массы.

Оптимизационная задача, соответствующая (1.43), в рамках подхода регуляризации Тихонова, формулируется следующим образом [5, 11–13, 26]:

– в скалярной постановке задачи

$$F_c(\mathbf{V}, \lambda) = |\mathbf{A}\mathbf{V}|^2 + \lambda |\mathbf{V} - \mathbf{V}_0|^2 \rightarrow \min, \quad (1.44)$$

– в векторной постановке задачи

$$F_c(\mathbf{V}, \boldsymbol{\lambda}) = |\mathbf{A}\mathbf{V}|^2 + |\boldsymbol{\lambda}(\mathbf{V} - \mathbf{V}_0)|^2 \rightarrow \min, \quad (1.45)$$

где λ и $\boldsymbol{\lambda}$ – соответственно числовой параметр регуляризации и диагональная матрица параметров регуляризации.

В скалярной постановке задачи параметр регуляризации выбирается одинаковым для всех элементов вектора $\mathbf{V}$, а векторная постановка задачи обеспечивает возможность учета различной степени достоверности каналов измерения путем задания разных значений λ для различных расходов V_j .

Аналитические решения задач (1.44) и (1.45) получены в виде [5, 11–13]:

– при скалярной постановке задачи

$$\mathbf{V} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \lambda \mathbf{E})^{-1} \lambda \mathbf{V}_0, \quad (1.46)$$

– при векторной постановке задачи

$$\mathbf{V} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \boldsymbol{\lambda}^2 \mathbf{E})^{-1} \boldsymbol{\lambda}^2 \mathbf{V}_0, \quad (1.47)$$

где индекс «Т» обозначает транспонирование матрицы, индекс «–1» – обращение матрицы.

Ясно, что аналитические решения не позволяют учитывать ограничения на область допустимых значений варьируемых параметров. Их ценность состоит в том, что аналитические решения могут быть использованы для контроля правильности численного решения задачи с учетом ограничений, в качестве которых рассматриваются [5, 11–13]:

– метрологические ограничения

$$v_i \in [v_i^{\min}; v_i^{\max}], \quad (1.48)$$

где $v_i^{\min}$ и $v_i^{\max}$ – границы доверительного интервала существования действительного значения параметра, обусловленные номинальной погрешностью исправного средства измерения (или экспертной оценки);

– технологические ограничения

$$\Delta G_j \in [0; \Delta G_j^{\max}], \quad (1.49)$$

где $\Delta G_j^{\max}$ – предельно допустимый небаланс массы в узлах, обусловленный погрешностями средств измерений в пределах номинальных метрологических характеристик системы мониторинга.

В рамках рассматриваемых исследований [5, 11–16] было предложено и оценено на практических примерах несколько вариантов постановки и решения задачи:

1) скалярная постановка задачи (1.44) и её аналитическое решение (1.46) не позволяет учесть ограничения (1.48) и (1.49) – такой вариант не имеет практической ценности;

2) скалярная постановка задачи (1.44) и её численное решение методом статистического программирования с учетом ограничений (1.48) и (1.49) не позволяет учесть различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных расходов, то есть различия в метрологических характеристиках используемых средств измерения;

3) векторная постановка задачи (1.45) и её численное решение методом статистического программирования позволяют получить решение с учетом ограничений (1.48) и (1.49), а также учесть различную степень достоверности определения результатов измерения отдельных расходов – такой вариант в полной мере отвечает требованиям к решению практических значимых задач.

Для совместного сведения материальных и энергетических балансов по рассматриваемым объектам авторами предложен переход к многокритериальной оптимизации. При этом в дополнение к целевой функции (1.44) или (1.45) вводится целевая функция, отвечающая за баланс энергетических потоков [5, 13]:

– для скалярной постановки задачи

$$F_{c2}(\mathbf{H}, \lambda_2) = |\mathbf{A}\mathbf{H} - \mathbf{B}|^2 + \lambda_2 |\mathbf{H} - \mathbf{H}_0|^2 \rightarrow \min, \quad (1.50)$$

– для векторной постановки задачи

$$F_{c2}(\mathbf{H}, \lambda_2) = |\mathbf{A}\mathbf{H} - \mathbf{B}|^2 + |\lambda_2(\mathbf{H} - \mathbf{H}_0)|^2 \rightarrow \min, \quad (1.51)$$

где $\mathbf{H} = \mathbf{V} \cdot \mathbf{h}$ – вектор потоков энергии, $\mathbf{h}$ – вектор энтальпий (точка перед знаком умножения – почленное умножение соответствующих элементов двух векторов); $\mathbf{V}$ – матрица-столбец, учитывающая внешние для системы потоки энергии; λ_2 и λ_2 – соответственно параметр регуляризации в балансе энергии и диагональная матрица таких параметров соответственно.

Для баланса энергии вводятся соответствующие ограничения [5, 13]:

– метрологические ограничения

$$h_i \in [h_i^{\min}; h_i^{\max}], \quad (1.52)$$

где $h_i^{\min}$ и $h_i^{\max}$ – границы доверительного интервала существования действительного значения энтальпии, обусловленные номинальной погрешностью исправных средств измерения (или экспертной оценки) теплофизических параметров теплоносителя;

– технологические ограничения

$$\Delta E_j \in [0; \Delta E_j^{\max}], \quad (1.53)$$

где $\Delta E_j^{\max}$ – предельно допустимый небаланс энергии в узлах, обусловленный погрешностями средств измерений в пределах номинальных метрологических характеристик системы мониторинга.

Для решения задачи совместной минимизации двух целевых функций авторы [5, 13] рассматривали переход к комбинированному критерию оптимизации (аддитивному или мультипликативному), а также нахождение решения, оптимального по Парето.

Предложенная в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5, 11–16] методика апробирована применительно к решению следующих практических задач:

- обработке результатов тепловых балансовых испытаний паротурбинной установки;
- сведении материальных и энергетических балансов в рамках расчета фактических, номинальных и нормативных показателей тепловой экономичности паротурбинной ТЭЦ;
- сведении материальных и энергетических балансов в водопаровом тракте ПГУ, а также в технологической системе теплофикационной установки в рамках расчета фактических, номинальных и нормативных показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭС.

Результаты, полученные Зиминим А.П., показали перспективность предложенного подхода, основанного на регуляризации Тихонова, для решения рассматриваемой задачи сведения материальных и энергетических балансов при расчете показателей тепловой экономичности энергетических установок. По этой причине, а также для

обеспечения общности используемого подхода при расширении перечня объектов, решение сформулированной в рамках настоящей диссертации задачи сведения балансов ГТУ также целесообразно разрабатывать на основе регуляризации Тихонова. Однако непосредственное применение разработанной Зиминим А.П. методики для ГТУ и ПГУ невозможно, поскольку данный объект имеет ряд особенностей, которые требуется учитывать при сведении балансов.

1.3. Особенности газотурбинных и парогазовых установок ТЭС как объектов сведения материальных и энергетических балансов

В общем случае расчетная балансовая схема ГТУ (рис. 1.3) включает воздушный компрессор 1, камеру сгорания 2, собственно газовую турбину 3 и турбогенератор 4. Воздух после компрессора 1 подается в камеру сгорания 2 вместе с топливом (природным газом, обычно поступающим из газодожимных компрессоров), затем продукты сгорания направляются в газовую турбину 3. Рассматриваемые ГТУ имеет одновальное исполнение: турбогенератор 4 располагается на одном валу с турбиной 3 и компрессором 1.

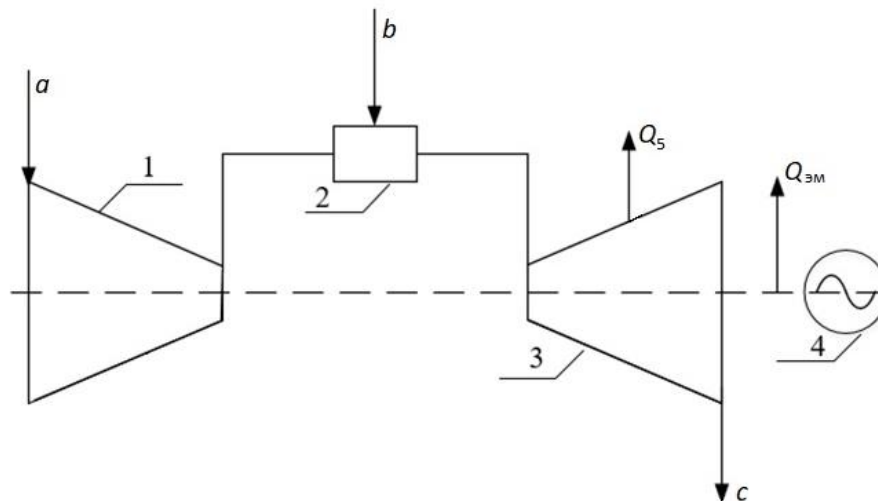


Рисунок 1.3. Расчетная балансовая схема ГТУ: 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – турбогенератор; а – подвод воздуха; b – подвод топлива; с – отвод продуктов сгорания; прочие обозначения приведены в тексте

Материальный и энергетический балансы ГТУ описываются соответственно выражениями [6, 76–93]:

$$B_{KC} + G_{1к} - G_{2т} = 0, \quad (1.54)$$

$$Q_{KC} + Q_{1к} - Q_{2т} - Q_5 - Q_{эм} - N_{ГТУ} = 0, \quad (1.55)$$

где $B_{\text{КС}}$, $G_{1\text{к}}$ и $G_{2\text{т}}$ – расходы соответственно топлива в камеру сгорания, воздуха на входе в компрессор и продуктов сгорания на выходе из турбины, кг/с; $Q_{\text{КС}}$ – тепловая мощность, подведенная к камере сгорания, МВт; $Q_{1\text{к}}$ – тепловая мощность, подведенная с потоком воздуха к компрессору ГТУ, МВт; $Q_{2\text{т}}$ – тепловая мощность потока продуктов сгорания на выходе из ГТУ, МВт; Q_5 – мощность тепловых потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ, МВт; $Q_{\text{эм}}$ – мощность электромеханических потерь ГТУ, МВт; $N_{\text{ГТУ}}$ – электрическая мощность ГТУ, МВт.

При сведении балансов по данным, получаемым от систем коммерческого и технического учета, балансы (1.54) и (1.55) в общем случае не сводятся ввиду метрологического несовершенства приборов учета или их неисправности:

$$B_{\text{КС}}^{\text{и}} + G_{1\text{к}}^{\text{и}} - G_{2\text{т}}^{\text{и}} = \Delta G, \quad (1.56)$$

$$Q_{\text{КС}}^{\text{и}} + Q_{1\text{к}}^{\text{и}} - Q_{2\text{т}}^{\text{и}} - Q_5 - Q_{\text{эм}} - N_{\text{ГТУ}}^{\text{и}} = \Delta E, \quad (1.57)$$

где индекс «и» указывает на измеренное значение показателя, получаемое от систем учета как результат прямого или косвенного измерения; ΔG – невязка материального баланса, кг/с; ΔE – невязка энергетического баланса, МВт.

Составляющая Q_5 определяется по результатам экспертной оценки в ходе поверочного теплового расчета либо по показателям работы системы вентиляции укрытия ГТУ [6, 91–93].

Составляющая $Q_{\text{эм}}$ рассчитывается на основании функциональной зависимости электромеханического КПД ГТУ от её электрической мощности, которая входит в состав комплекта энергетических характеристик ГТУ [6, 91–93].

Прочие составляющие Q_i уравнения (1.57) связаны со слагаемыми уравнения (1.56) через соответствующие термодинамические функции состояния и удельные тепловые характеристики теплоносителей [6, 76–93]:

$$Q_{\text{КС}}^{\text{и}} = B_{\text{КС}}^{\text{и}}(h_{\text{топл}}^{\text{и}} + Q_{\text{н}}^{\text{р}}), \quad (1.58)$$

$$Q_{1\text{к}}^{\text{и}} = G_{1\text{к}}^{\text{и}} h_{1\text{к}}^{\text{и}}, \quad (1.59)$$

$$Q_{2\text{т}}^{\text{и}} = G_{2\text{т}}^{\text{и}} h_{2\text{т}}^{\text{и}}, \quad (1.60)$$

где $h_{\text{топл}}^{\text{и}}$, $h_{1\text{к}}^{\text{и}}$, $h_{2\text{т}}^{\text{и}}$ – энтальпия соответственно топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, воздуха на входе в компрессор, продуктов сгорания за турбиной, определяемые по измеренным значениям параметров теплоносителей, МДж/кг; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая удельная теплота сгорания на рабочую массу топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, принимаемая по данным коммерческого учета, МДж/кг.

Указанные энтальпии h теплоносителей зависят от состава теплоносителей (смеси газов) и их измеренных параметров – давления (p) и температуры (t), то есть $h = f(\text{состав}; p; t)$. На этом аспекте нужно остановиться отдельно.

В практике расчетов на ТЭС для определения энтальпий используют либо соответствующие таблицы теплофизических свойств газов (и при этом фактически не учитывают реальный состав смеси газов), либо специализированные онлайн-калькуляторы или программные средства. Однако во многих случаях в расчетах ошибочно принимают значения энтальпий, отсчитанные от абсолютного нуля температуры, то есть в виде $h = h_t$, где h_t – энтальпия при измеренной температуре t теплоносителя в соответствующей точке установки.

Причиной этого является отсутствие в большинстве современных руководящих документов указаний о необходимости отсчета энтальпий теплоносителей ГТУ от базовой температуры (отличной от абсолютного нуля). В более ранних документах такие указания присутствовали. Например, в ГОСТ 20440-75 «Установки газотурбинные. Методы испытаний» [93] в п. 5.2.4 прямо указано следующее: «Значения энтальпий при всех расчетах отсчитываются от 273 К». То есть регламентировано определение энтальпии в виде $h = h_t - h_{t0}$, где h_{t0} – энтальпия теплоносителя того же состава и того же давления при температуре $t_0 = 273$ К.

Нами выполнены специальные расчетные исследования [166] по анализу последствий применения ошибочного расчета энтальпий теплоносителей ГТУ при определении их показателей тепловой экономичности. На примере одного из режимов работы ГТУ типа GTX-100 выявлено, что использование $h = h_t$ вместо $h = h_t - h_{t0}$ приводит к ошибке в расчете фактического значения КПД брутто ГТУ в 0,8 % (абс.). При абсолютном значении КПД на уровне 35 % такая ошибка оказывается недопустимой и приводит к кардинальному изменению выводов об экономичности установки. Так, для исследованного нами режима [166] вместо реальной экономии топлива в 26 т у.т./месяц будет фиксироваться перерасход топлива на уровне 230 т у.т./месяц.

Учитывая это обстоятельство, зафиксируем отдельно, что в рамках настоящего диссертационного исследования энтальпии теплоносителей ПГУ будут определяться по схеме $h = h_t - h_{t0}$.

Отметим также, что ПГУ – многосвязная система, в которой каждый из основных элементов влияет на другие: ГТУ определяет показатели работы КУ; КУ, в свою очередь,

определяет показатели работы ПТ. Эта взаимосвязь приводит к тому, что единственным способом корректного сведения материального и энергетического балансов для каждого из элементов установки является совместное решение уравнений для ГТУ, КУ и ПТ.

Кроме того, при решении такой системы уравнений необходимо учитывать, что материальный и энергетический балансы ГТУ охватывают не один теплоноситель, а несколько (воздух, топливо, газы), что дополнительно осложняет решение задачи.

Отметим, что в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5] предложена методика сведения материального и энергетического балансов ГТУ. Рассмотрим его подробнее в табл. 1.1, которая повторяет таблицу 4.5 указанной диссертации [5].

Таблица 1.1

Методика сведения материального и энергетического балансов ГТУ, использованная в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5]

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Фактические параметры наружного воздуха: - температура, °C	$t_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i$	Данные учета
- относительная влажность, %	$\varphi_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i$	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

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Фактические характеристики сожженного топлива: - низшая теплота сгорания на рабочую массу, ккал/нм ³	$Q_{н\Gamma T}^{(\Phi)_i}$	Данные учета
- плотность при нормальных условиях, кг/нм ³	$\rho_{топл \Gamma T}^{(\Phi)_i}$	Данные учета
- элементарный состав (% объема):	$C_{ост.топл.}^{(\Phi)_i}$	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.	$B_{\Gamma T}^{(\Phi)_i}$	Отчетные данные
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_{\Gamma T i}$	Отчетные данные
Число часов работы, ч	$\tau_{раб}^{\Gamma T i}$	Отчетные данные
Средняя электрическая мощность, МВт	$N_{\Gamma T i}$	$\mathcal{E}_{\Gamma T i} / \tau_{раб}^{\Gamma T i}$
Электромеханический КПД, ед.	$\eta_{эм \Gamma T i}$	$f(N_{\Gamma T i})$ – по нормативной энергетической характеристике
Среднечасовой массовый расход натурального топлива в камеру сгорания, кг/с:	$G_{топл \Gamma T}^{(\Phi)_i}$	$7000 * B_{\Gamma T}^{(\Phi)_i} / Q_{н\Gamma T}^{(\Phi)_i} * \rho_{топл \Gamma T}^{(\Phi)_i} / (3,6 * \tau_{раб}^{\Gamma T i})$
Среднечасовой объемный расход натурального топлива в камеру сгорания, тыс. нм ³ /ч	$D_{топл \Gamma T}^{(\Phi)_i}$	$7000 * B_{\Gamma T}^{(\Phi)_i} / Q_{н\Gamma T}^{(\Phi)_i} / \tau_{раб}^{\Gamma T i}$
Плотность окиси углерода при нормальном давлении и температуре в точке контроля состава дымовых газов на выходе из турбины, м ³ /кг	$\rho_{со \Gamma T i}$	$f(t_{2\Gamma T}^{(\Phi)_i})$ – по справочным данным
Объемное содержание оксида углерода в дымовых газах на выходе из турбины, %	$CO_{\Gamma T}^{(\Phi)_i}$	$CO_{\Gamma T}^{(\Phi)_i} * 10^{-6} / \rho_{со \Gamma T i} * 100$
Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за турбиной по результатам газового анализа, ед.	$\alpha_{\Gamma T}^{(изм)_i}$	$(21 - \rho * O_{2 \Gamma T}^{(изм)_i}) / (21 - [O_{2 \Gamma T}^{(изм)_i} - 0,5 * CO_{\Gamma T}^{(\Phi)_i}])$

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	$h_{1к ГТ}^{(\phi)}_i$	$f(t_{1к ГТ}^{(\phi)}_i; t_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i; \phi_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i)$ – по справочным данным
- дымовых газов на выходе из турбины	$h_{2т ГТ}^{(\phi)}_i$	$f(t_{2к ГТ}^{(\phi)}_i; t_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i; \phi_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i; \text{Сост.топл.}^{(\phi)}_i; G_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i; P_{2т ГТ}^{(\phi)}_i; G_{1к ГТ}^{(\phi)}_i)$ – по справочным данным
Среднечасовой расход воздуха на компрессор по энергетическому балансу, кг/с	$G_{1к ГТ}^{(\text{бал})}_i$	$[V_{\text{ГТ}}^{(\phi)}_i / (\tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}} \cdot 3,6/74,1868) - G_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i \cdot 4,1868/1000 \cdot (h_{2т ГТ}^{(\phi)}_i - h_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i) - N_{\text{ГТ}} - (1 - \eta_{\text{эм ГТ}}) \cdot N_{\text{ГТ}} - Q_{5 ГТ} \cdot (45 - t_{\text{укр ГТ}}^{(\phi)}_i) / (45 - 14)] / [(h_{2т ГТ}^{(\phi)}_i - h_{1к ГТ}^{(\phi)}_i) \cdot 4,1868/1000]$
Среднечасовой расход воздуха на компрессор, принимаемый в расчет, кг/с	$G_{1к ГТ}^{(\phi)}_i$	Принимается в зависимости от выбранного режима расчета (параметра режима расчета $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i$): – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 1$, то $G_{1к ГТ}^{(\text{изм})}_i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 2$, то $G_{1к ГТ}^{(\text{бал})}_i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 3$, то $G_{2т ГТ}^{(\text{расч})}_i - G_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i$
Среднечасовой расход дымовых газов на выходе, кг/с	$G_{2т ГТ}^{(\phi)}_i$	$G_{1к ГТ}^{(\phi)}_i + G_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i$
Объемное содержание кислорода в дымовых газах на выходе из турбины, %: - расчетное значение, соответствующее требуемому коэффициенту избытка воздуха	$O_{2 ГТ}^{(\text{расч})}_i$	Расчет по условию обеспечения $G_{2т ГТ}^{(\phi)}_i$
- значение, принимаемое в расчет	$O_{2 ГТ}^{(\phi)}_i$	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 $O_{2 ГТ}^{(\text{расч})}_i$; – если $\Pi_{\text{ГВТ ГТ}} i = 3$, то $O_{2 ГТ}^{(\text{изм})}_i$
Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за турбиной, принимаемый в расчет, ед.	$\alpha_{\text{ГТ}}^{(\phi)}_i$	$(21 - \rho \cdot O_{2 ГТ}^{(\phi)}_i) / (21 - [O_{2 ГТ}^{(\phi)}_i - 0,5 \cdot CO_{\text{ГТ}}^{(\phi)}_i])$
Полный относительный объем продуктов сгорания, м ³ /м ³	$V_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\phi)}_i$	$f(t_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i; \phi_{\text{нв ГТ}}^{(\phi)}_i; \text{Сост.топл.}^{(\phi)}_i; \alpha_{\text{ГТ}}^{(\phi)}_i; G_{1к ГТ}^{(\phi)}_i; D_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i)$ – расчет свойств смеси газов
Объемный расход дымовых газов, тыс. нм ³ /ч	$D_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\phi)}_i$	$D_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)}_i \cdot V_{\text{дым.газ ГТ}}^{(\phi)}_i$

Показатель, единица измерения	Обозначение	Метод определения
Плотность продуктов сгорания, кг/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, кг/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	$Q_{\text{КС ГТ}}^{(\phi)_i}$	$B_{\text{ГТ}}^{(\phi)_i} / (\tau_{\text{раб ГТ}}^{(\phi)_i} * 3,6 / 7 / 4,1868) + Q_{\text{топл ГТ}}^{(\phi)_i}$
- 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	$\eta_{\text{ГТ бр}}^{(\phi)_i}$	$\varepsilon_{\text{ГТ } i} * 100 / (Q_{\text{КС ГТ}}^{(\phi)_i} * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\phi)_i})$
- по обратному балансу	$\eta_{\text{ГТ бр}}^{(\phi)_i} \text{ обр}_i$	$(Q_{\text{КС ГТ}}^{(\phi)_i} + Q_{1\text{к ГТ}}^{(\phi)_i} - Q_{2\text{т ГТ}}^{(\phi)_i} - Q_5 \text{ ГТ }^{(\phi)_i} - Q_{\text{эм ГТ}}^{(\phi)_i}) * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\phi)_i} * 100 / (Q_{\text{КС ГТ}}^{(\phi)_i} * \tau_{\text{раб ГТ}}^{(\phi)_i})$

Представленная методика обеспечивает взаимную «увязку» показателей, включенных в материальный и энергетический балансы ГТУ, однако не является методикой сведения балансов. Фактически здесь пользователю (расчетчику) предлагается выбрать опорные параметры, обладающие, по его мнению, наибольшей достоверностью. Прочие параметры вычисляются по условиям сведения балансов из выбранных опорных параметров. Такой подход не позволяет учесть метрологические характеристики средств измерения, входящих в систему мониторинга, и выполнять такую корректировку результатов измерения контролируемых параметров, которая удовлетворяла бы критерию разумного компромисса между невязкой балансов и отклонением параметров от их измеренных значений (как этого требует подход к решению некорректных задач на основе регуляризации Тихонова).

Рассмотренные особенности подтверждают необходимости разработки собственной методики сведения балансов ГТУ и её интеграции в разработанную ранее [5, 11–16] в рамках концепции регуляризации Тихонова методику сведения балансов в водопаровом тракте ПГУ.

1.4. Резервы тепловой экономичности оборудования ТЭС

Вопросам тепловой экономичности оборудования ТЭС посвящено большое количество исследований [6, 42, 47, 76–89, 94–116]. В зависимости от целей расчета или исследования используются различные показатели тепловой экономичности: размерные или безразмерные параметры эффективности, абсолютные или удельные (относительные) характеристики. Тем не менее, для условий практической эксплуатации ТЭС России перечень и способы определения показателей тепловой экономичности энергетического оборудования регламентирован руководящими документами.

Так, в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных», утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 323 (в актуальной редакции) [1], нормативно-техническая документация по топливоиспользованию ТЭС должна включать план организационно-технических мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов. Такой план необходим для поддержания соответствующего технического состояния и модернизации основного и вспомогательного оборудования в целях повышения эффективности работы электростанции. Эффект от реализации тех или иных мероприятий рассматриваемого плана выражается в тоннах условного топлива (как правило, в годовом выражении), а расчет этого эффекта основан на понятии резерва тепловой экономичности (РТЭ).

Под РТЭ понимается [1, 2] максимальный уровень уменьшения расхода топлива, который может быть достигнут за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатационного и ремонтного обслуживания. Резервы тепловой экономичности оборудования рассчитываются в тоннах условного топлива за отчетный период (как правило, месяц, квартал, год). Положительные значения РТЭ – это перерасход фактически сожженного количества топлива относительно его номинального количества, отрицательные значения РТЭ – экономия топлива.

Различают общий (суммарный) РТЭ нормируемого объекта (энергоблока, подгруппы, группы оборудования или ТЭС в целом), а также составляющие РТЭ [1, 2].

Суммарные значения РТЭ за отчетный период определяются отклонениями фактических и номинальных значений удельных расходов условного топлива и объемами отпуска энергии и рассчитываются [2]:

– по отпуску электрической энергии, т у.т.:

$$\Delta B_p^э = (b_э^{(ф)} - b_э^{(н)}) \mathcal{E}_{от} \cdot 10^{-3}, \quad (1.61)$$

где $b_э^{(ф)}$ и $b_э^{(н)}$, г у.т./(кВт*ч) – соответственно фактическое и номинальное значения удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии за отчетный период; $\mathcal{E}_{от}$, тыс. кВт*ч – отпуск электроэнергии за отчетный период;

– по отпуску тепловой энергии, т у.т.:

$$\Delta B_p^{тэ} = (b_{тэ}^{(ф)} - b_{тэ}^{(н)}) Q_{от} \cdot 10^{-3}, \quad (1.62)$$

где $b_{тэ}^{(ф)}$ и $b_{тэ}^{(н)}$, кг у.т./Гкал – соответственно фактическое и номинальное значения удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии за отчетный период (использование внесистемных единиц – гигакалорий – обусловлено сложившейся в энергетической отрасли практикой формирования отчетности); $Q_{от}$, Гкал – отпуск тепловой энергии за отчетный период;

– всего по объекту нормирования за отчетный период, т у.т.:

$$\Delta B_p = \Delta B_p^э + \Delta B_p^{тэ}. \quad (1.63)$$

Знание обоснованных значений РТЭ важно как при разработке нормативно-технической документации по топливоиспользованию (на этапе определения коэффициентов резерва тепловой экономичности) [1, 7], так и при текущем контроле технического состояния эксплуатируемого оборудования для рационального формирования ремонтных программ [1, 6].

Суммарные значения РТЭ обычно не превосходят нескольких процентов от общего количества израсходованного за отчетный период топлива. Если учесть при этом, что все значения контролируемых в ходе эксплуатации оборудования фактических показателей содержат некоторую неопределенность (обусловленную метрологическим несовершенством средств измерения или их кратковременной неисправностью в течение отчетного периода), определение обоснованных значений РТЭ становится нетривиальной задачей. Для контроля достоверности результатов расчета РТЭ используется

Структура составляющих РТЭ по паротурбинным ТЭС регламентирована «Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [2]. Для примера в табл. 1.2 и 1.3 представлены сводные формы, отражающие структуру составляющих РТЭ применительно к котельному и турбинному оборудованию паротурбинной ТЭЦ.

Структура составляющих РТЭ котельного оборудования паротурбинной ТЭЦ

[illegible]

В балансе РТЭ суммарный перерасход или экономия топлива, определенный в соответствии с (1.63), сравнивается с суммой составляющих РТЭ по соответствующему оборудованию. Так, например, РТЭ по электростанции в целом сопоставляется с суммой РТЭ котлов, турбоагрегатов, а также РТЭ по затратам тепловой и электрической энергии на собственные нужды. В свою очередь, суммарный РТЭ, например, по паровому энергетическому котлу сопоставляется с суммой составляющих РТЭ по данному котлу: из-за неплановых пусков; по температуре уходящих газов; избыткам воздуха в режимном сечении; присосам воздуха в конвективные поверхности; потерям тепла от механического и химического недожогов, а также от наружного охлаждения котла.

Таблица 1.3

Структура составляющих РТЭ турбинного оборудования паротурбинной ТЭЦ

Стационарный номер оборудования	Составляющие резерва тепловой экономичности турбоагрегатов, тонн топлива в условном исчислении за отчетный период										
	Удельный расход тепла брутто								Расход электро-энергии на собственные нужды		Расход тепла на собственные нужды
	Всего	в том числе							Всего	в том числе	Всего
		Давление свежего пара	Температура свежего пара	Давление пара в регулируемых отборах	Температура питательной воды	Неплановые пуски	Давление пара в конденсаторе			Затраты электроэнергии на привод циркуляционных насосов	
							Всего	в том числе температурный напор			
1	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::
2	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::
::	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::
Σ	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::	::

Наличие информации о составляющих РТЭ позволяет уже не просто характеризовать фактическую тепловую экономичности ТЭС в целом, но выявить и количественно охарактеризовать причины наблюдаемого суммарного резерва тепловой экономичности ΔB_p . При этом значения составляющих РТЭ ΔB_i могут быть обусловлены как техническом состоянием оборудования, так и уровнем его эксплуатации. Кроме

того, на значения ΔB_i оказывает влияние качество используемой нормативно-технической документации по топливоиспользованию электростанции.

Отметим, что по энергетическому оборудованию традиционного паросилового цикла описанный подход к организации контроля показателей тепловой экономичности и методикам расчета составляющих РТЭ глубоко проработан и закреплён в нормативных документах энергетической отрасли [1–3, 7, 8]. Однако по ГТУ и ПГУ нормативные требования в этой области содержат неточности и не охватывают полного перечня составляющих РТЭ. В настоящее время проработанные нормативные документы федерального уровня в этой части вовсе отсутствуют. Единственным нормативным документом, содержащим методики расчета РТЭ применительно к оборудованию парогазового цикла, является методика [117], разработанная в ПАО «Интер РАО». Однако эта методика распространяется только на электростанции данной энергетической компании и также требует доработки. Эти обстоятельства не позволяют в полной мере использовать преимущества рассмотренного подхода для анализа технического состояния и эффективности ГТУ и ПГУ в ходе эксплуатации.

Важно отметить также, что ранее в рамках диссертационного исследования Зими́на А.П. [5] выявлено определяющее влияние применяемой на ТЭС методики сведения материального и энергетического балансов на достоверность определяемых впоследствии значений РТЭ и составляющих РТЭ, а также номинальных значений показателей агрегатов.

1.5. Анализ эксплуатационного опыта на примере ПГУ-116 и ПГУ-120

В качестве опорных объектов, в приложении к которым в настоящей диссертационной работе будет выполнена апробация разработанных методик, выбраны энергоблоки ПГУ-ТЭС «Международная» номинальной электрической мощностью 116 и 120 МВт, применительно к которым большая часть исследований выполнялась в рамках хоздоговорных работ.

Данные энергоблоки выполнены по схеме трехвальных дубль-блоков. Каждый энергоблок включает в себя две ГТУ (типа GTX-100 ALSTOM PS AB номинальной электрической мощностью 43 МВт на блоке №1 и SGT-800 SIEMENS AG Energy номинальной электрической мощностью 45 МВт на блоке №2), работающие с котлами-

утилизаторами типа HRSG (Heat Recovery Steam Generator), а также паровую турбину типа SST-700 номинальной электрической мощностью 30 МВт.

Котлы-утилизаторы HRSG двух давлений, без дожигания топлива, номинальной паропроизводительностью контуров высокого и низкого давления соответственно 58,97 и 14,22 т/ч, оборудованы водо-водяными теплообменниками ВВТО для обеспечения отпуска тепловой энергии с сетевой водой от контура экономайзера низкого давления. Байпасирование дымовых газов ГТУ помимо котлов-утилизаторов не предусмотрено.

Паровая турбина SST-700 имеет два нерегулируемых отбора пара суммарной номинальной тепловой мощностью 82 Гкал/ч: производственный отбор, используемых для снабжения потребителей собственных нужд, и двухступенчатый теплофикационный отбор, работающий на два горизонтальных сетевых подогревателя ПГУ-1 и ПСГ-2. При этом нижний ПСГ-1 питается паром непосредственно с выхлопа паровой турбины (то есть формально является конденсатором).

В схеме теплофикационной установки каждого энергоблока работает по одному водогрейному котлу (типа КВГМ-139,6-150 на блоке №1 и КВГМ-151,2-150 на блоке №2), используемые при недостатке тепловой мощности сетевых подогревателей. При избытке тепловой мощности сетевых подогревателей используются суховоздушные градирни (СВГ), в которых происходит охлаждение сетевой воды до необходимой температуры в соответствии с температурным графиком регулирования отпуска тепла с сетевой водой. Совместная работа сетевых подогревателей, СВГ и водогрейных котлов обеспечивает возможность независимого регулирования тепловой и электрической нагрузок ТЭС.

В рамках диссертационного исследования Зимина А.П. (ИГЭУ) [5, 15] по рассматриваемой электростанции разработана методика сведения материального и энергетического балансов в водопаровом тракте и системе подогрева сетевой воды.

Рассмотрим результаты этой работы подробнее, поскольку данная методика требуется нам в дальнейшем для синтеза методики сведения балансов в целом по ПГУ (с учетом разрабатываемой нами методики сведения балансов по ГТУ). В рамках предложенного Зиминим А.П. подхода задача решалась в следующей последовательности [5]:

1) разрабатывались принципиальные тепловые схемы рассматриваемых технологических систем – водопарового тракта, начиная от котлов-утилизаторов, и тракта подогрева сетевой воды (рис. 1.4 и 1.5 [5]);

2) по каждой из рассматриваемых технологических систем разрабатывались структуры графов (рис. 1.6 и 1.7 [5]), включающих узлы объединения и разделения потоков теплоносителя и связи между этими узлами;

3) в соответствии с правилами, предложенными авторами методики [5, 11–14], составлялись матрицы инцидентности, описывающие разработанные графы, то есть моделирующие структуру потоков в рассматриваемых тепловых схемах;

4) по каждой из рассматриваемых тепловых схем формулировались оптимизационные задачи в векторной постановке: по материальному балансу – в соответствии с (1.45) с ограничениями (1.48) и (1.49); по энергетическому балансу – в соответствии с (1.51) с ограничениями (1.52) и (1.53); в результате для рассматриваемых двух тепловых схем получены четыре целевые функции;

5) сформулированная задача многокритериальной оптимизации сводилась к задаче однокритериальной оптимизации путем замены четырех критериев одним интегральным (использовался аддитивный интегральный критерий с весовыми коэффициентами для каждого из четырех критериев);

6) задача решалась методом статистического программирования [20, 118]; при этом показатели ГТУ, по сути, не балансировались, а определялись заранее в соответствии с алгоритмом, представленным в табл. 1.1 [5].

Практический интерес представляют результаты, полученные в ходе рассматриваемого исследования. Зимин А.П. в своей диссертации [5] приводит сводную таблицу результатов расчетов по блоку №1 (ПГУ-116) за один из месяцев. Приведем здесь основные показатели (табл. 1.4).

Из результатов проведенного исследования в [5] сделаны важные выводы:

1) показатели экономичности ПГУ-ТЭС в целом по отпуску электрической и тепловой энергии – удельные расходы условного топлива – практически не зависят от сведения балансов, что обусловлено технологическими особенностями утилизационных установок парогазового цикла;

2) с точки зрения взаимной «увязки» промежуточных показателей тепловой экономичности (показателей отдельных агрегатов) сведение балансов является принципиально важным этапом расчета ТЭП.

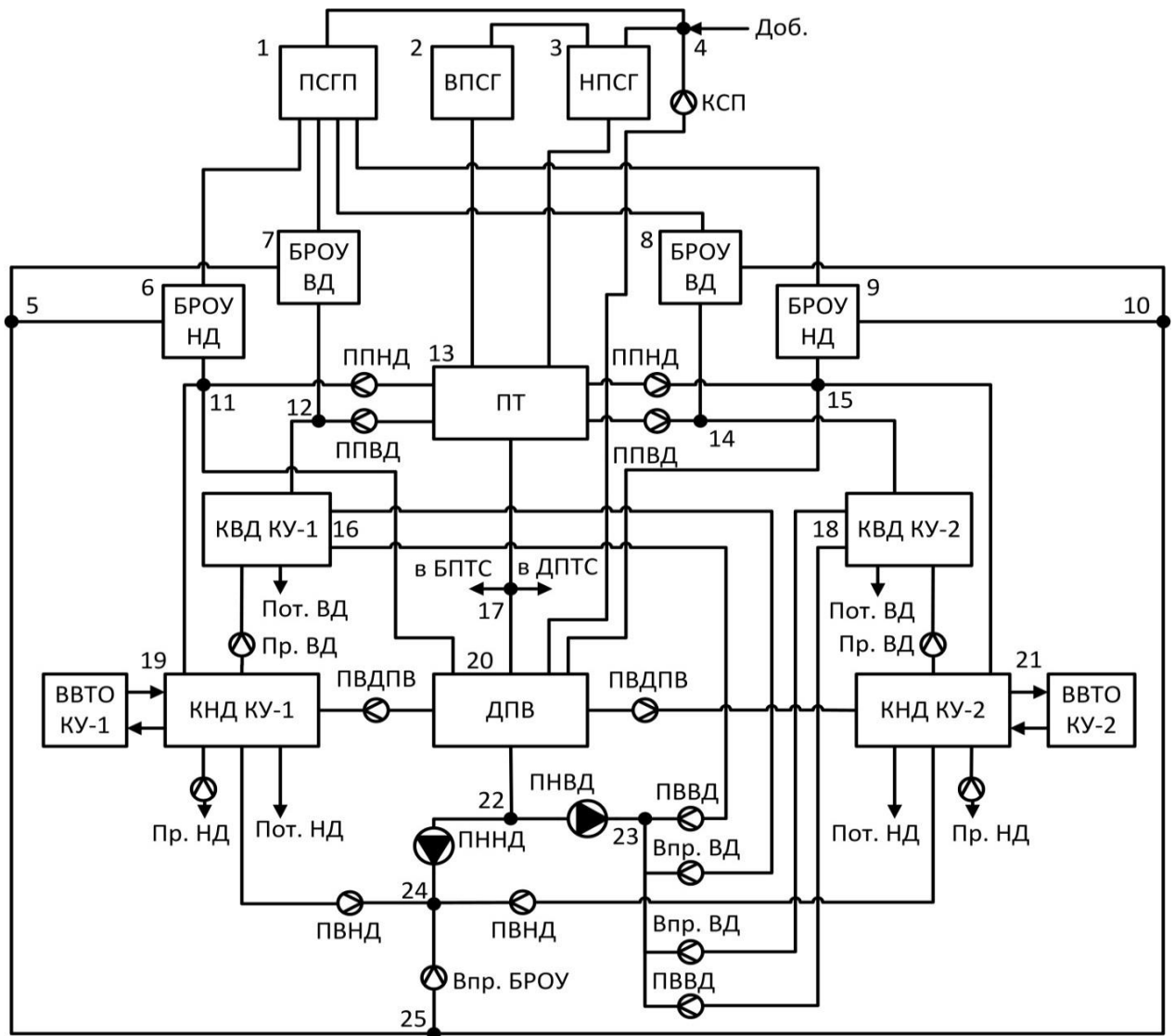


Рисунок 1.4. Расчетная тепловая схема водопарового тракта энергоблока ПГУ-116 [5]: Доб. – ввод добавочной воды; НПСГ, ВПСГ и ПСГП – сетевые подогреватели соответственно нижний, верхний и пиковый; КСП – конденсат сетевых подогревателей; БРОУ ВД и БРОУ НД – быстродействующие редукционно-охладительные установки 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; цифрами обозначены номера узлов, необходимые для дальнейшего моделирования

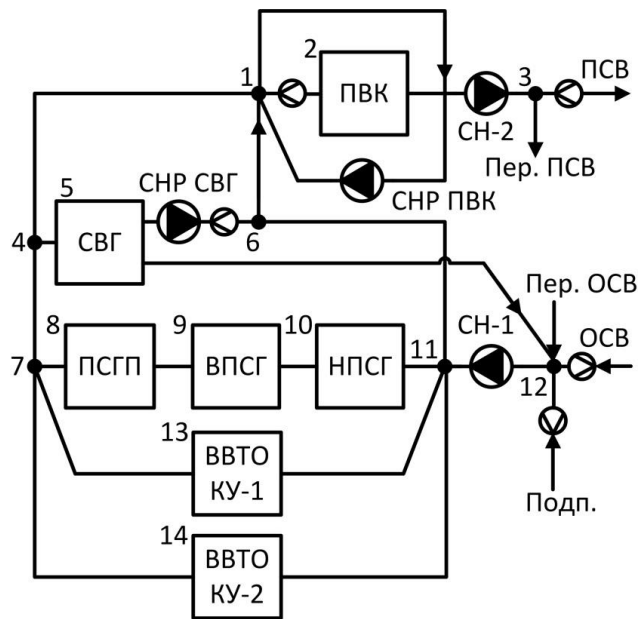


Рисунок 1.5. Расчетная тепловая схема тракта подогрева сетевой воды энергоблока ПГУ-116 [5]: ПВК – пиковый водогрейный котел; СН-1, 2 – сетевые насосы соответственно первого и второго подъема; СНР – сетевой насос рециркуляции; СВГ – суховоздушная градирня; ПСВ и ОСВ – соответственно прямая и обратная сетевая вода; Пер. – переток по сетевой воде между энергоблоками; Подп. – подпитка теп-лосети; прочие обозначения соответствуют рис. 1.4

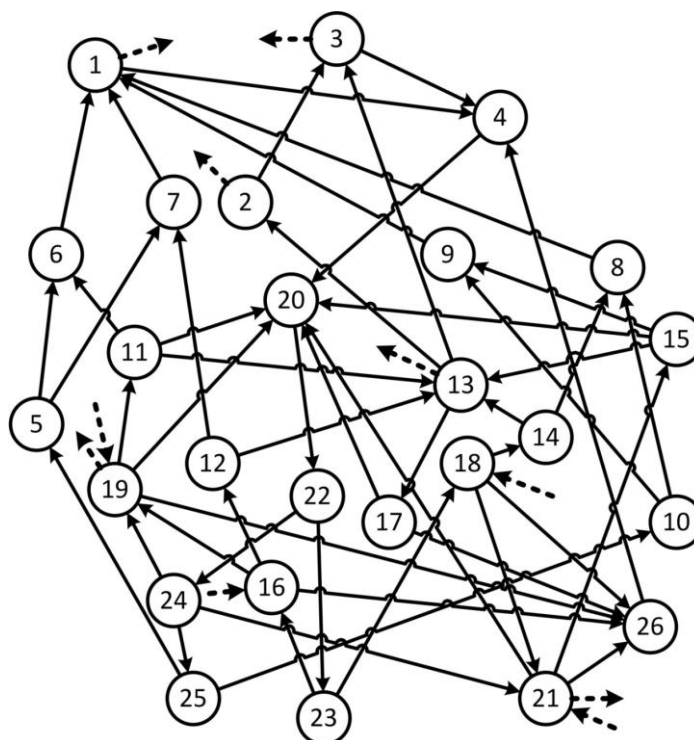


Рисунок 1.6. Структура графа для тепловой схемы водопарового тракта энергоблока ПГУ-116 [5]: 26 – узел, обозначающий внешнюю для подсистемы среду; прочие номера узлов соответствуют обозначениям на рис. 1.4; пунктирными линиями со стрелками обозначены подводы и отводы энергии по подсистеме, не связанные с подводами или отводами теплоносителя (отвод теплоты в ВПСГ, НПСГ, ПСГП, ВВТО, электрической мощности в ПТ; подвод теплоты в КУ)

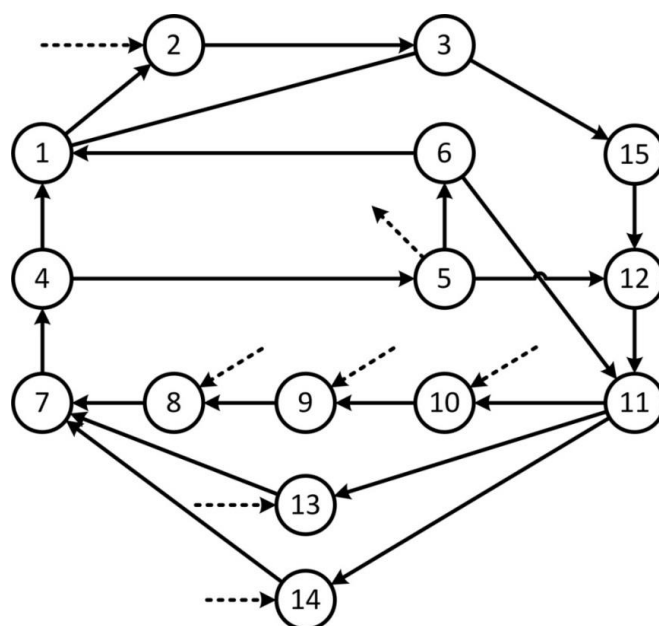


Рисунок 1.7. Структура графа для тепловой схемы тракта подогрева сетевой воды энергоблока ПГУ-116 [5]: 15 – узел, обозначающий внешнюю для подсистемы среду; прочие номера узлов соответствуют обозначениям на рис. 1.5; пунктирными линиями со стрелками обозначены подводы и отводы энергии по подсистеме, не связанные с подводами или отводами теплоносителя (подвод теплоты в ВПСГ, НПСГ, ПСГП, ВВТО, ПВК; отвод теплоты в СВГ)

Таблица 1.4

Показатели работы оборудования ПГУ-116 за один из месяцев по результатам расчетов, выполненных в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5]							
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+
КПД брутто ГТУ №1, %:							
– при расчете по прямому балансу,	35,02	35,02	0,0	35,35	35,35	0,3*	0,3*
– при расчете по обратному балансу,	31,94	35,02	9,6	35,35	35,35	3,4*	0,3*
– отклонение	–3,1*	0,0*	–	0,0*	0,0*	–	–
КПД брутто ГТУ №2, %:							
– при расчете по прямому балансу,	33,37	33,37	0,0	33,48	33,48	0,1*	0,1*
– при расчете по обратному балансу,	36,43	33,37	–8,4	33,48	33,48	–2,9*	0,1*
– отклонение	3,1*	0,0*	–	0,0*	0,0*	–	–
КПД брутто КУ №1, %:							
– при расчете по прямому балансу,	78,73	78,59	–0,2	78,64	78,64	–0,1*	0,0*
– при расчете по обратному балансу,	77,48	78,54	1,4	78,64	78,64	1,2*	0,1*
– отклонение	–1,3*	–0,1*	–	0,0*	0,0*	–	–

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+
КПД брутто КУ №2, %:							
– при расчете по прямому балансу,	69,03	79,83	15,6	80,11	80,11	11,1*	0,3*
– при расчете по обратному балансу,	80,82	79,90	–1,1	80,11	80,11	–0,7*	0,2*
– отклонение	11,8*	0,1*	–	0,0*	0,0*	–	–
Удельный расход тепловой энергии 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
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

В дополнение к приведенным выводам отметим еще один принципиально важный момент, который авторы предшествующих исследований [5, 11–16] в своих публикациях не обсуждали. Для ПГУ утилизационного типа номинальные показатели КУ, а следовательно и ПТ, определяются в зависимости от показателей ГТУ. По этой причине методика определения фактических, а затем и номинальных показателей ГТУ, наличие или отсутствие сведения балансов по ГТУ, методика сведения балансов играют решающую роль в оценке показателей тепловой экономичности ПГУ в целом и каждого из агрегатов ПГУ в частности. В рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5] сведения балансов выполнялось только по паросиловой части ПГУ, а показатели ГТУ фактически принимались без балансировки, с опорой на показатели, определяемые наиболее достоверным методом. Это означает, что в разработке и практической реализации методики совместного сведения материального и

энергетического балансов ГТУ лежат дополнительные резервы повышения объективности и точности определения фактических и номинальных показателей работы всего оборудования ПГУ.

1.6. Выводы по результатам анализа

На основании результатов проведенного анализа опубликованных данных и эксплуатационного опыта можно заключить следующее:

1. Сведение материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых при эксплуатации оборудования параметров является обязательным этапом расчетов, предшествующим определению фактических и номинальных показателей, а также резервов тепловой экономичности ТЭС. При этом в нормативных документах энергетической отрасли необходимость сведения балансов установлена, но соответствующие методики либо необоснованно упрощены, как по паросиловым ТЭС, либо вовсе не проработаны, как для парогазовым ТЭС.

2. Вариантам постановки и решения обратных задач восстановления содержащих неопределенность исходных данных по известному результату посвящены многие исследования в различных отраслях экономики, в том числе применительно к информационным подсистемам АСУ ТП технологических установок. Одним из наиболее эффективных подходов к решению таких задач является регуляризация Тихонова.

3. Имеются опубликованные результаты исследований, подтверждающие эффективность применения регуляризации Тихонова к решению задачи сведения материального и энергетического балансов в тепловых схемах паротурбинных установок, технологических системах подогрева сетевой воды, а также водопаровом тракте ПГУ. Требуется расширение области применения данного подхода на ГТУ, имеющие существенные технологические отличия от паросиловой части ТЭС. При наличии методики сведения балансов ГТУ, разработанной на единой методологической основе с известной методикой сведения балансов в паросиловой части ТЭС, станет возможным сформулировать и решить задачу сведения балансов по ПГУ в целом.

4. При разработке методики сведения балансов ПГУ по результатам изменения контролируемых при эксплуатации параметров важно обеспечить совместное сведение балансов по ГТУ, КУ, ПТ и другим технологическим подсистемам ПГУ, поскольку в ПГУ показатели этих элементов и подсистем оказываются взаимосвязанными. В таком

случае последовательное сведение балансов в ГТУ, КУ и ПТ не позволит корректно учитывать это взаимное влияние.

5. Важнейшим средством системы управления активами ТЭС, планирования ремонтных программ, оценки технического состояния и уровня эксплуатации оборудования являются определяемые за каждый отчетный период (месяц, квартал, год) значения составляющих РТЭ. По паросиловым ТЭС методики расчета составляющих РТЭ вполне проработаны и обоснованы. По парогазовым ТЭС руководящие документы федерального уровня, регламентирующие порядок определения составляющих РТЭ, отсутствуют. Имеющаяся в ПАО «Интер РАО» соответствующая методика не лишена недостатков. Требуется проработка единых методических основ расчета составляющих РТЭ применительно к ПГУ.

6. При сведении материальных и энергетических балансов по результатам измерения контролируемых при эксплуатации параметров должна быть обеспечена взаимная увязка значений параметров, используемых в дальнейшем при определении ТЭП работы оборудования. При этом обеспечение сходимости баланса РТЭ – соотношения между общим РТЭ, рассчитанным по удельным расходам топлива и объемам отпуска электрической и тепловой энергии ТЭС, и суммой составляющих РТЭ по отдельным агрегатам, – является одним из существенных условий корректности оценки тепловой экономичности оборудования и, соответственно, косвенным средством подтверждения правильности сведения балансов.

1.7. Постановка задач исследования

Проведенный анализ опубликованных данных и эксплуатационного опыта позволил сформулировать задачи работы, решение которых необходимо для достижения поставленной в диссертации цели:

1. Разработка и программная реализация методики сведения материальных и энергетических балансов ГТУ по результатам измерения контролируемых параметров по воздушному, топливному, газовому трактам и турбогенератору в рамках концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач.

2. Разработка методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа.

3. Синтез методики совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом из разработанной методики сведения балансов ГТУ и известной методики сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС.

4. Реализация разработанных методик сведения материальных и энергетических балансов, расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования в составе комплексной системы мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС.

5. Проведение расчетно-экспериментальных исследований для оценки эффективности внедрения разработанных методик расчета в практику определения показателей тепловой экономичности ПГУ утилизационного типа.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СОВМЕСТНОГО СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

Во второй главе рассматриваются результаты разработки методики сведения материальных и энергетических балансов ГТУ по данным измерений контролируемых параметров по воздушному, топливному, газовому трактам и турбогенератору в рамках концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач. Рассматриваются и анализируются различные варианты постановки и решения задачи, проводится их апробация с использованием данных по контрольному режиму работы эксплуатируемой ГТУ.

2.1. Скалярная постановка задачи при фиксированных значениях энтальпий теплоносителей

Как показано в главе 1 диссертации, в нормативных документах энергетической отрасли в настоящее время отсутствуют требования к сведению балансов по ГТУ. Применение же требований, касающихся паросиловых установок [4], напрямую невозможно, поскольку ГТУ имеют очевидные технологические отличия от традиционных паросиловых установок. Так, в уравнениях материального (1.54) и энергетического (1.55) балансов ГТУ, в отличие от паросиловых установок, фигурируют показатели не одного (воды в жидком и газообразном агрегатных состояниях), а трех теплоносителей: воздуха, топлива (природного газа) и продуктов его сгорания.

При сведении балансов по данным, получаемым от систем коммерческого и технического учета, материальный и энергетический балансы в общем случае не сводятся ввиду метрологического несовершенства приборов учета или их неисправности и поэтому имеют вид выражений (1.56) и (1.57). Соответственно, при сведении этих балансов измеренные значения показателей должны быть скорректированы таким образом, чтобы невязки балансов ΔG , ΔE были равны нулю либо не превосходили заранее заданных значений [2].

Предлагается решать данную задачу в рамках подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач [24–26]. Как показано в главе 1 диссертации, ранее в

диссертации Зими́на А.П. [5], подготовленной в ИГЭУ, предложено решение задачи совместного сведения материальных и энергетических балансов применительно к оборудованию паросилового цикла. В данном случае этот апробированный для паросиловых установок подход распространяется на другой объект – ГТУ, имеющий существенные технологические особенности.

Как и в случае с объектом, рассмотренным Зиминым А.П. [5], в рамках концепции регуляризации Тихонова [24–26] исходную некорректную задачу сведем к виду:

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

а затем при скалярной постановке [26] – к задаче минимизации функции

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

где $\mathbf{Y}$, $\mathbf{Y}_0$ – искомое регуляризованное решение и его априорная оценка; $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$ – известные операторы модели системы; $\boldsymbol{\sigma}$ – числовой параметр, характеризующий погрешность правой части уравнения; λ – малый положительный параметр регуляризации, который необходимо подобрать определенным способом.

При минимизации функции $F(\mathbf{Y})$, получается регуляризованное решение $\mathbf{Y}(\lambda)$, зависящее от параметра λ .

Отметим, что первое слагаемое в целевой функции (2.2) показывает суммарную невязку балансов $\Delta = |\mathbf{A}\mathbf{Y}|$, а второе слагаемое характеризует модуль вектора отклонения полученного решения от исходного вектора $\Delta\mathbf{Y} = |\mathbf{Y} - \mathbf{Y}_0|$.

Матричный оператор $\mathbf{A}$ и искомое регуляризованное решение $\mathbf{Y}$ с учетом (1.54), (1.55), (1.58)–(1.60) можно представить в виде

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & -1 & 0 \\ h_{\text{топл}}^{\text{и}} + Q_{\text{н}}^{\text{р}} & h_{1\text{к}}^{\text{и}} & -h_{2\text{т}}^{\text{и}} & -\frac{1}{\eta_{5\text{т}}} \end{pmatrix}, \quad (2.3)$$

$$\mathbf{Y} = (B_{\text{КС}} \quad G_{1\text{к}} \quad G_{2\text{т}} \quad N_{\text{ГТУ}})^{\text{T}}, \quad (2.4)$$

где $\eta_{5\text{т}}$ характеризует тепловые потери от наружного охлаждения элементов ГТУ и электромеханические потери ГТУ и определяется согласно равенства:

$$Q_5 + Q_{\text{эм}} + N_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}}{\eta_{5\text{т}}}; \text{ индекс «Т» указывает на транспонирование матрицы.}$$

Аналитическое решение задачи (2.2) может быть получено при её скалярной постановке (решение известно [26]) (при $\mathbf{B} = 0$)

$$\mathbf{Y} = (\mathbf{A}^{\text{T}}\mathbf{A} + \lambda\mathbf{E})^{-1}\lambda\mathbf{Y}_0, \quad (2.5)$$

где индекс «–1» указывает на обращение матрицы.

В данной постановке задачи сведение материального и энергетического балансов ГТУ выполняется за счет соответствующей корректировки значений расходов теплоносителей и электрической мощности ГТУ. При этом энтальпии теплоносителей считаются неизменными и определяются в соответствии с измеренными значениями параметров (температуры, давления) теплоносителей.

Рассмотрим пример использования предложенной методики. В качестве исходных данных для расчета будем использовать значения показателей работы ГТУ типа GTX-100, принятые по данным АСУ ТП ТЭС «Международная» для одного из режимов (назовем его контрольным режимом), как результаты прямых или косвенных измерений (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета контрольного режима	
Наименование параметра, обозначение, единица измерения	Значение
1. Расход топлива в камеру сгорания $B_{\text{КС}}$, кг/с	1,790
2. Расход воздуха на входе в компрессор $G_{\text{1к}}$, кг/с	101,46
3. Расход продуктов сгорания на выходе из турбины $G_{\text{2т}}$, кг/с	99,54
4. Электрическая мощность ГТУ $N_{\text{ГТУ}}$, МВт	29,23
5. Энтальпия топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ $h_{\text{топл}}^{\text{н}}$, МДж/кг	0,11509
6. Низшая удельная теплота сгорания на рабочую массу топлива $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, МДж/кг	50,535
7. Энтальпия воздуха на входе в компрессор $h_{\text{1к}}^{\text{н}}$, МДж/кг	0,002692
8. Энтальпия продуктов сгорания за турбиной $h_{\text{2т}}^{\text{н}}$, МДж/кг	0,60243
9. Коэффициент потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ и электромеханических потерь $\eta_{\text{5т}}$, ед.	0,9414

Результаты расчетов по регуляризации параметров для контрольного режима представлены в табл. 2.2, где приведены исходные априорные значения параметров и их значения после регуляризации при нескольких выбранных значениях параметра регуляризации λ .

Построенные по результатам расчетов зависимости целевой функции оптимизации (2.2) и ее слагаемых от параметра регуляризации λ представлены на рис. 2.1. Видно, что зависимость целевой функции от параметра регуляризации $F(\lambda)$ имеет четко выраженный минимум при значении параметра регуляризации, равном $\lambda^*=0,95$.

Результаты расчета для контрольного режима

Обозначение, единица измерения	Априорные значения Y_0	Регуляризированные значения Y				
		$\lambda = 0,0001$	$\lambda = 0,1$	$\lambda^* = 0,95$	$\lambda = 1$	$\lambda = 2$
$B_{КС}, \text{кг/с}$	1,790	1,810	1,810	1,810	1,810	1,802
$G_{1к}, \text{кг/с}$	101,46	99,58	99,67	100,19	100,21	100,53
$G_{2т}, \text{кг/с}$	99,54	101,40	101,31	100,79	100,77	100,46
$N_{ГТУ}, \text{МВт}$	29,23	29,19	29,19	29,20	29,20	29,21
$\Delta G, \text{кг/с}$	3,7100	0,0002	0,1787	1,2047	1,2468	1,8664
$\Delta E, \text{МВт}$	-0,0786	-0,0000	-0,0036	-0,0241	0,0249	-0,0373
$F(\lambda)$	13,7703	6,9689	6,3462	4,6201	4,6275	5,2059

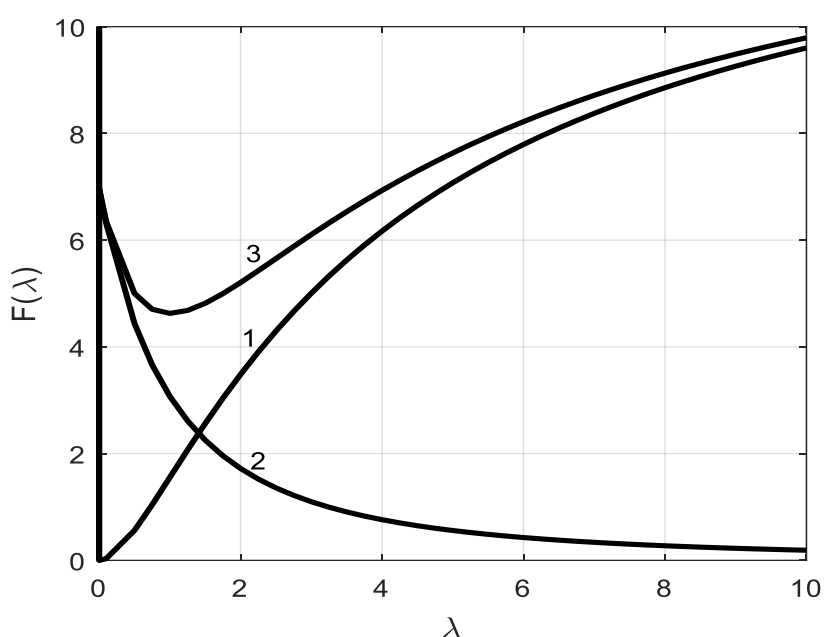


Рисунок 2.1. Зависимость целевой функции оптимизации $F(\lambda)$ и её слагаемых от параметра регуляризации λ : 1 – первое слагаемое целевой функции оптимизации (сумма квадратов небалансов по массе и энергии); 2 – второе слагаемое целевой функции оптимизации (квадрат модуля вектора отклонений $\sum(Y - Y_0)^2$; 3 – целевая функция оптимизации

На рис. 2.2 представлены зависимости отношения регуляризированных и исходных значений расходов теплоносителей и электрической мощности ГТУ от параметра регуляризации λ . Эти зависимости дают возможность провести количественную оценку параметрической чувствительности модели. Здесь допустимые максимальные отклонения значений параметров при регуляризации, оцененные в $\pm 1\%$, приняты на основании анализа метрологических характеристик исправных поверенных средств измерения, показания которых использованы в качестве исходных данных для расчета контрольного режима.

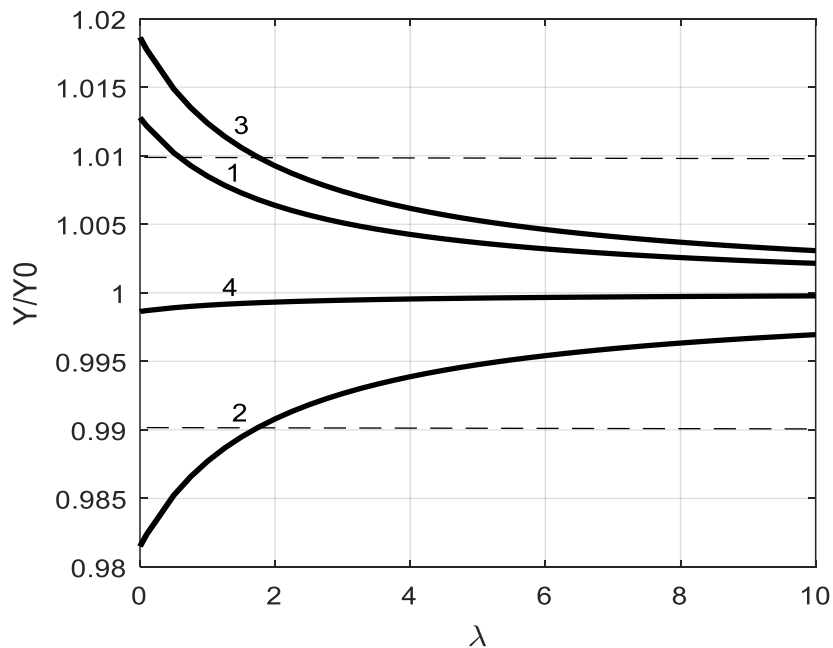


Рисунок 2.2. Зависимости отношения регуляризованных Y и исходных Y_0 значений расходов теплоносителей и электрической мощности ГТУ от параметра регуляризации λ : 1 – по расходу топлива в камеру сгорания $B_{КС}$; 2 – по расходу воздуха на входе в компрессор $G_{лк}$; 3 – по расходу продуктов сгорания на выходе из турбины $G_{2т}$; 4 – по электрической мощности ГТУ $N_{ГТУ}$; штриховые линии – допустимые максимальные отклонения значений параметров при регуляризации

На рис. 2.3 приведены зависимости относительных небалансов массы и энергии от параметра регуляризации λ . Здесь допустимые максимальные отклонения $\pm 0,5\%$ приняты по аналогии с требованиями нормативных документов, предъявляемыми к максимально допустимому рассогласованию КПД брутто по прямому и обратному балансам для паровых котлов (поскольку аналогичные требования применительно к газотурбинным установкам нормативными документами не зафиксированы) [2, 4].

Полученные данные позволяют сделать промежуточные выводы:

1. Предложенная методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ позволяет учитывать предельно допустимую суммарную невязку балансов по массе и энергии, а также максимальное отклонение скорректированных по результатам балансировки значений параметров от их исходных значений, обусловленное нормируемыми метрологическими характеристиками средств измерения. Однако для более детального и обоснованного анализа требуется обеспечить нахождение различных параметров регуляризации λ для разных технологических параметров с учетом реальных метрологических характеристик отдельных средств измерения. То есть требуется переход к векторной постановке задачи.

2. Результаты расчетов, представленные на рис. 2.2, 2.3, позволяют заключить, что предложенная методика имеет потенциал использования в качестве методики мониторинга и диагностики технического состояния оборудования. Так, невозможность выбора параметра регуляризации λ для одновременного выполнения ограничений по показателям рис. 2.2, 2.3 свидетельствует либо о неисправности средств измерения, либо о наличии неучтенных утечек энергии или массы в системе.

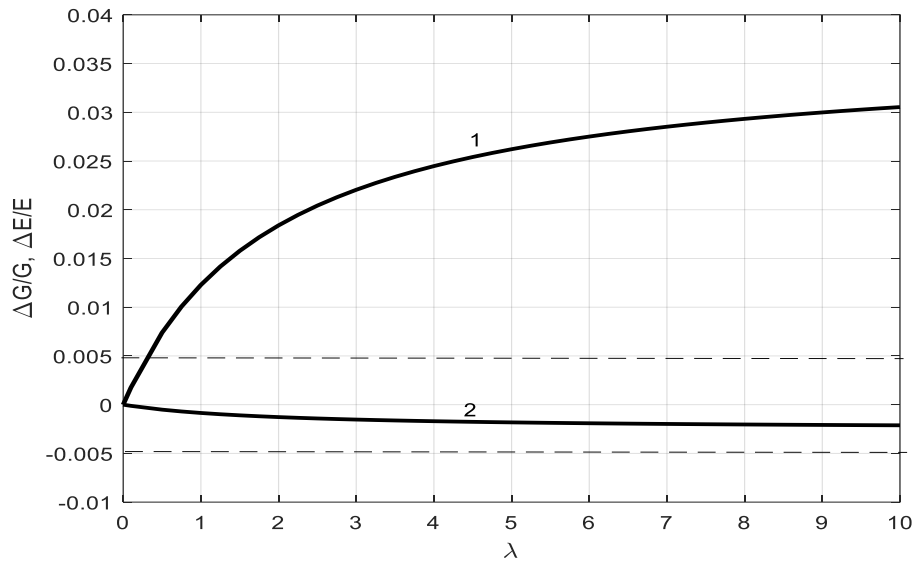


Рисунок 2.3. Зависимости относительного небаланса массы (1) и энергии (2) от параметра регуляризации λ : штриховые линии – допустимые максимальные отклонения при сведении балансов

2.2. Векторная постановка задачи при фиксированных значениях энтальпий теплоносителей

Предложенная в разд. 2.1 диссертации методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ не обеспечивает возможность учета индивидуальных нормируемых метрологических характеристик средств измерения, используемых для получения исходных значений контролируемых параметров.

Преодолеть указанный недостаток позволяет переход к векторной постановке задачи сведения балансов:

$$F(\mathbf{Y}, \lambda) = |\mathbf{A}\mathbf{Y} - \mathbf{B}|^2 + |\lambda(\mathbf{Y} - \mathbf{Y}_0)|^2 \Rightarrow \min, \quad (2.6)$$

где $\mathbf{Y}$, $\mathbf{Y}_0$ как и при скалярной постановке задачи (2.2), представляют собой искомое регуляризованное решение и его априорную оценку; $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$ – известные операторы модели системы; λ – диагональная матрица параметров регуляризации, где число параметров регуляризации совпадает с количеством входных параметров модели.

В рассматриваемом случае для ГТУ аналогично формулировке задачи в скалярной постановке $\mathbf{A}$ определяется в соответствии с (2.3), $\mathbf{B} = 0$, а $\mathbf{Y}$ – по (2.4).

Аналитическое решение задачи в векторной постановке получено ранее в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5, 12] путем дифференцирования (2.6) по искомым параметрам и приравнивания производной нулю:

$$\mathbf{Y} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \lambda^2 \mathbf{E})^{-1} \lambda^2 \mathbf{Y}_0. \quad (2.7)$$

Это аналитическое решение может использоваться при оценке достоверности численного решения задачи (2.6) для тестовых примеров с учетом метрологических ограничений, позволяющих учесть индивидуальные метрологические характеристики средств измерения контролируемых параметров:

$$Y_i \in [Y_i^{\min}; Y_i^{\max}], \quad (2.8)$$

где $Y_i^{\min}$ и $Y_i^{\max}$ – границы доверительного интервала существования действительного значения параметра, обусловленные номинальной погрешностью исправного средства измерения.

Численное решение задачи (2.6) с ограничениями (2.8) выполняется методом статистического программирования [20, 118–123] путем многократной генерации случайным образом вектора $\mathbf{Y}$ вокруг априорных значений его элементов $\mathbf{Y}_0$ в пределах ограничений (2.8). Полученные варианты решения сравниваются по значению целевой функции F . Оптимальному решению соответствует вариант, в котором значение целевой функции минимально.

Возможности предложенной методики при векторной постановке задачи продемонстрируем для того же примера, который рассмотрен в рамках скалярной постановки задачи (разд. 2.1 диссертации).

В табл. 2.3 приведены сравнительные данные по решениям оптимизационной задачи, полученным при ее скалярной постановке (вариант «С») (в соответствии с табл. 2.2) и векторной постановке в соответствии с (2.6). В последнем случае рассматриваются три варианта решения:

– вариант «В-1» – аналитическое решение в соответствии с (2.7) при равных значениях λ^* ненулевых элементов диагональной матрицы параметров регуляризации λ ;

– вариант «В-2» – решение, полученное методом итераций аналитических решений [5, 12, 14];

– вариант «В-3» – численное решение методом статистического программирования [20, 118–123].

Кроме того, в табл. 2.3 приведены также результаты численного решения задачи регуляризации с учетом допустимых значений теплотехнических параметров (вариант «В-4»), разработанного в разд. 2.3 диссертации.

Таблица 2.3

Исходные данные и результаты расчетов для контрольного режима при различных вариантах постановки и решения оптимизационной задачи*

Обозначение, единица измерения	Априорные значения Y_{0i}	Метрологические ограничения $[Y_i^{\min}; Y_i^{\max}]$	Регуляризированные значения Y_i				
			вариант «С» (см. табл. 2.2) ($\lambda = 0,95$)	векторная постановка			
				вариант «В-1» ($\lambda_i = \lambda^* = 1,04$)	вариант «В-2» / значение λ_i	вариант «В-3»	вариант «В-4» (см. разд. 2.3)
$B_{КС}$, кг/с	1,790	[1,772; 1,808]	1,810	1,805	1,807 / 0,245	1,807	1,788
$G_{1к}$, кг/с	101,46	[100,44; 102,47]	100,19	100,25	100,45 / 0,645	100,46	100,45
$G_{2т}$, кг/с	99,54	[97,05; 102,03]	100,79	100,74	100,94 / 0,564	100,91	100,92
$N_{ГТУ}$, МВт	29,23	[28,94; 29,52]	29,20	29,20	29,21 / 0,775	29,18	29,19
$h_{топл}$, МДж/кг	0,11509	[0,11279; 0,11739]	0,11509	0,11509	0,11509	0,11509	0,11584
Q_p^H , МДж/кг	50,535	50,535**	50,535	50,535	50,535	50,535	50,535
$h_{1к}$, МДж/кг	0,002692	[0,002625; 0,002759]	0,002692	0,002692	0,002692	0,002692	0,002740
$h_{2т}$, МДж/кг	0,60243	[0,59038; 0,61448]	0,60243	0,60243	0,60243	0,60243	0,59309
$\eta_{5т}$, ед.	0,9414	0,9414***	0,9414	0,9414	0,9414	0,9414	0,9414
ΔG , кг/с	3,7100	–	1,2047	1,3125	1,2470	1,3555	1,3101
ΔE , МВт	–0,0786	–	–0,0241	–0,0262	–0,0250	0,0029	0,0301
$F(\lambda)$	13,7703	–	4,6201	4,6940	4,6220	4,7176	4,3191

Примечания:

* серым фоном отмечены ячейки, значения в которых находятся вне диапазона установленных метрологических ограничений $[Y_i^{\min}; Y_i^{\max}]$;

** данные коммерческого учета, не подлежащие корректировке при регуляризации;

*** результаты экспертной оценки, не подлежащие корректировке при регуляризации.

Метод итераций аналитических решений, разработанный в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. применительно к паротурбинным ТЭС [5, 12, 14], состоит в следующем. Первоначально находится аналитическое решение (2.7) при

равных для всех Y_i значениях ненулевых элементов диагональной матрицы параметров регуляризации λ (то есть решение по варианту «В-1»). Далее для каждого Y_i определяются такое минимальное значение соответствующего λ_i , которое удовлетворяет ограничениям (2.8). Проиллюстрируем это для рассматриваемого режима на примере расхода топлива и расхода воздуха на компрессор ГТУ (рис. 2.4). В данном случае для рассматриваемой первой итерации минимальные значения λ_i , удовлетворяющие (2.8), равны: 0,663 – по расходу топлива; 1,69 – по расходу воздуха.

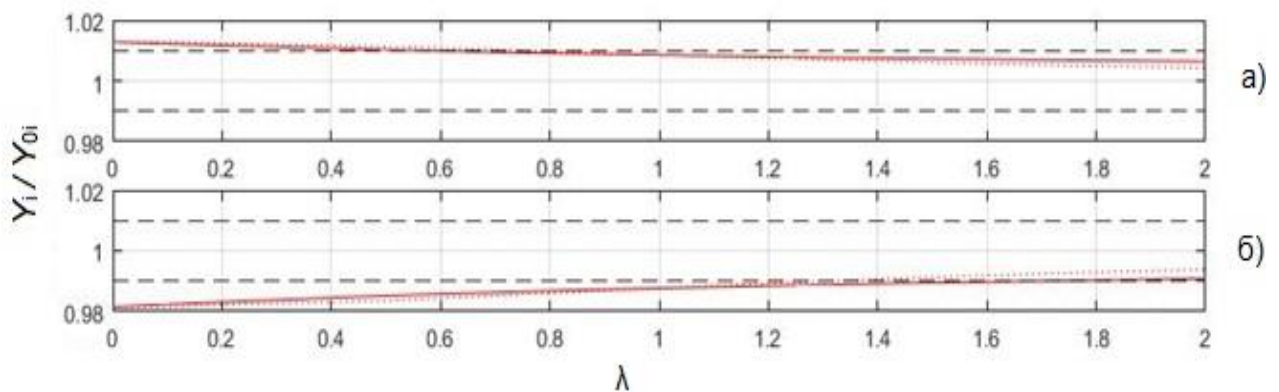


Рисунок 2.4. Относительные изменения Y_i/Y_{0i} при изменении параметра регуляризации λ : а) – по расходу топлива в камеру сгорания; б) – по расходу воздуха на входе в компрессор; пунктирными линиями обозначены ограничения, соответствующие (2.8)

Для полученных таким образом индивидуальных значений параметра регуляризации $\lambda_{i,j}$ (где i – номер элемента, j – номер итерации) выполняется следующая итерация – расчет согласно (2.7). При этой и последующих итерациях $\lambda_{i,j} = \lambda_{i,j-1}\lambda$, где λ – одинаковый для всех элементов вектора Y скаляр, значение которого варьируется в заданных пределах. Расчеты повторяются таким образом до тех пор, пока изменение значения целевой функции (2.6) в двух последних итерациях не станет меньше заранее заданной малой величины.

На рис. 2.5 представлены результаты аналитического решения задачи при скалярной и векторной постановках (для вариантов «С» и «В-1») в виде зависимости целевой функции оптимизации F (2.6) и ее слагаемых от параметра регуляризации λ . Видно, что оптимальное значение параметра регуляризации при векторной постановке незначительно сдвигается вправо по оси λ относительно результатов расчета для скалярной постановки задачи. При этом оба варианта позволяют определить минимум целевой функции, соответствующий решению задачи. Недостатком аналитического

решения в обоих случаях является несоответствие полученных результатов метрологическим ограничениям (2.8) по одному или нескольким параметрам. Этого недостатка лишены варианты решения задачи «В-2» и «В-3». При этом применение метода итераций аналитических решений требует исследования параметрической чувствительности решения на каждой итерации (аналогично рис. 2.4), но меньшего количества итераций: из практики проведения расчетов – не более 15–20 итераций. Численное решение методом статистического программирования проще с точки зрения алгоритмизации и программной реализации, но требует большего количества итераций.

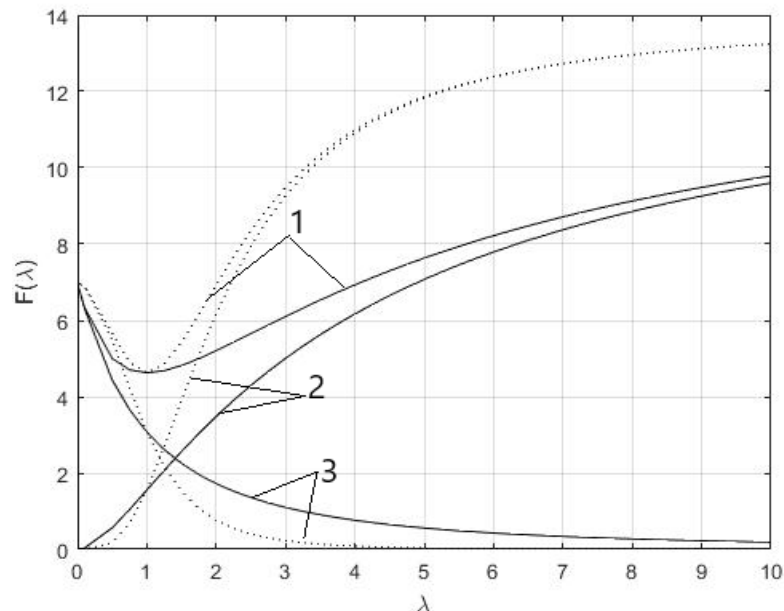


Рисунок 2.5. Зависимость целевой функции оптимизации $F(\lambda)$ и ее слагаемых от параметра регуляризации λ : 1 – целевая функция оптимизации; 2 – первое слагаемое целевой функции оптимизации (сумма квадратов небалансов по массе и энергии); 3 – второе слагаемое целевой функции оптимизации (квадрат модуля вектора отклонений $\sum(\mathbf{Y} - \mathbf{Y}_0)^2$; пунктирные линии – скалярная постановка задачи (вариант «С»); сплошные линии – векторная постановка задачи (вариант «В-1»)

Для иллюстрации решения задачи численным методом на рис. 2.6 приведены значения целевой функции (2.6) по вариантам решения. В данном и аналогичных примерах выявлено, что для нахождения оптимального решения достаточно ограничиться числом сгенерированных вариантов вектора $\mathbf{Y}$ на уровне 10^4 – 10^5 . Однако с приемлемой для практических случаев точностью решение может быть найдено уже при числе сгенерированных вариантов менее 10^3 . Это означает, что и численный метод решения задачи может быть использован в системах автоматизированного контроля показателей

тепловой экономичности оборудования без существенной нагрузки на вычислительные ресурсы.

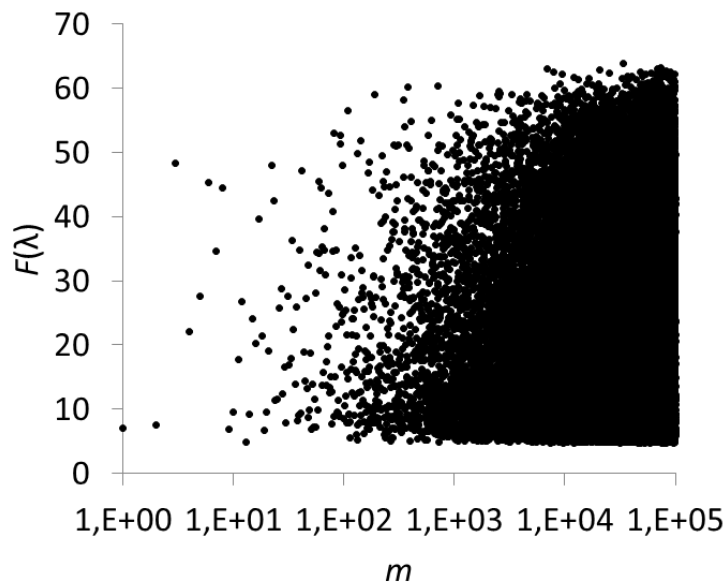


Рисунок 2.6. Значения целевой функции оптимизации $F(\lambda)$ по вариантам решения: m – количество сгенерированных вариантов решения

2.3. Векторная постановка задачи с учетом неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей

В разд. 2.2 и 2.3 диссертации разработана методика совместного сведения материального и энергетического балансов применительно к ГТУ, основанная на концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач. Получены аналитические и численные решения задачи, позволяющие учесть ограничения на область допустимых значений расходов теплоносителей, обусловленные метрологическими характеристиками используемых средств измерения. Однако во всех указанных случаях энтальпии теплоносителей, зависящие от их теплофизических параметров, в частности давления и температуры, считались заданными. Учет неопределенности результатов измерения теплофизических параметров позволит дополнительно повысить степень обоснованности результатов сведения материальных и энергетических балансов ГТУ.

Исследование в рамках данного раздела проводится в несколько этапов:

1) на первом этапе выполняется анализ чувствительности результатов ранее полученного решения задачи регуляризации в векторной постановке к вариациям теплотехнических параметров, которые ранее считались заданными;

2) на втором этапе формулируется задача регуляризации теплотехнических параметров, которые ранее считались заданными при выполнении расчетов;

3) на третьем этапе разрабатывается метод численного решения задачи регуляризации с учетом неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров, выполняется анализ полученных результатов.

На первом этапе выполним оценку чувствительности результатов решения задачи регуляризации в векторной постановке от вариации значений теплотехнических параметров теплоносителей. Для этого в рамках полученного ранее решения задачи (см. раздел 2.2 диссертации) на примере фактического режима работы ГТУ типа GTX-100 проведем дополнительные расчетные исследования. При этом аналитическое решение (2.7) используется для оценки чувствительности решения к возмущению по значениям теплотехнических параметров матрицы $\mathbf{A}$, которые ранее считались постоянными.

На рис. 2.7 приведены результаты оценки чувствительности решения (2.7) к возмущению значений энтальпии продуктов сгорания за турбиной $h_{2т}^и$ (сплошная линия), энтальпий топлива, поступающего в камеру сгорания, $h_{топл}^и$ и воздуха на входе в компрессор $h_{1к}^и$ (пунктирная линия), а также обобщенной характеристики характеризует тепловых потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ и электромеханических потерь ГТУ $\eta_{5т}$ (штриховая линия).

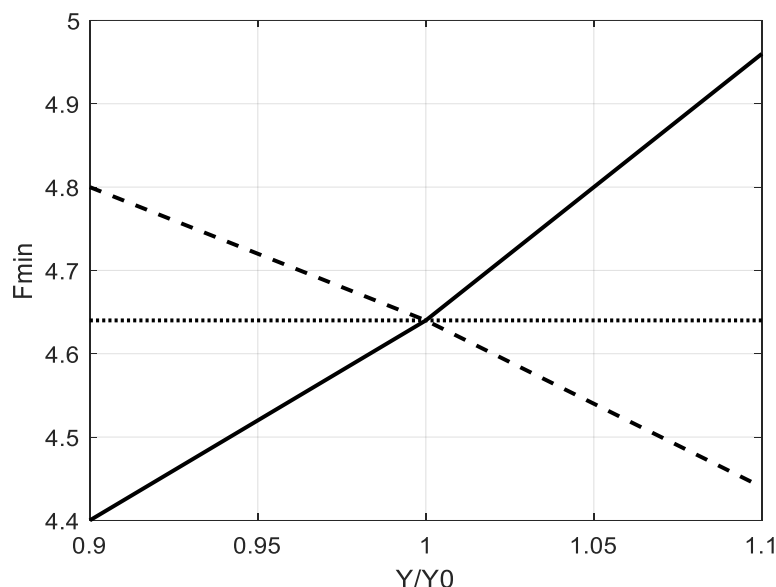


Рисунок 2.7. Чувствительность решения (2.7) к варьированию значений параметров матрицы $\mathbf{A}$: F_{min} — целевая функция (2.6), соответствующая решению (2.7); Y/Y_0 — относительное отклонение исследуемого параметра матрицы $\mathbf{A}$; прочие обозначения приведены в тексте

Анализ приведенных на рис. 2.7 результатов исследования показывает, что теплотехнические параметры $h_{2т}^н$ и $\eta_{5т}$ значимо влияют, а параметры $h_{топл}^н$ и $h_{1к}^н$ практически не оказывают влияния на решение задачи и значение целевой функции регуляризации. Таким образом, выявлены параметры, неопределенность при измерении (в том числе косвенном, как в случае с $\eta_{5т}$) которых целесообразно учитывать с точки зрения точности результатов получаемого решения задачи совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ.

На втором этапе исследований предлагается модель и методика последовательной регуляризации (для сохранения логики изложения назовем этот вариант как «В-4.0»): сначала решается задача согласно (2.6), (2.7) с учетом (2.3), (2.4) аналогично представленной в разд. 2.3 диссертации векторной регуляризации, а затем формулируется новая задача регуляризации для теплотехнических параметров, для которых регуляризация на первом этапе не проводилась. Для этого формируется новая целевая функция и формулируется новая задача регуляризации, где найденные на первом этапе параметры считаются известными, а известные на первом этапе теплотехнические параметры уточняются в ходе решения на втором этапе решения задачи. Формулировка задачи регуляризации теплотехнических параметров записывается в виде:

$$F_1(\mathbf{Y}_1, \lambda_1) = |\mathbf{A}_1 \mathbf{Y}_1|^2 + |\lambda_1 (\mathbf{Y}_1 - \mathbf{Y}_{1,0})|^2 \Rightarrow \min, \quad (2.9)$$

$$\mathbf{Y}_1 = \left(h_{топл}^н + Q_H^p \quad h_{1к}^н \quad -h_{2т}^н \quad -\frac{1}{\eta_{5т}} \right), \quad (2.10)$$

$$\mathbf{A}_1 = (B_{КС} \quad G_{1к} \quad G_{2т} \quad N_{ГТУ}), \quad (2.11)$$

где $F_1(\mathbf{Y}_1, \lambda_1)$, $\mathbf{Y}_1$, λ_1 и $\mathbf{A}_1$ – соответственно новые целевая функция, вектор искомых параметров, матрица параметров регуляризации и матрица известных параметров для второго этапа решения задачи регуляризации. Решение задачи (2.9)–(2.11) записывается аналогично (2.7), но с уточненным видом и структурой матриц:

$$\mathbf{Y}_1 = (\mathbf{A}_1^T \mathbf{A}_1 + \lambda_1^2 \mathbf{E})^{-1} \lambda_1^2 \mathbf{Y}_{1,0}. \quad (2.12)$$

Результаты расчета, проведенного в соответствии с (2.12) для второго этапа при одинаковых значениях ненулевых элементов матрицы λ_1 , приведены на рис. 2.8 в виде зависимостей квадрата небаланса энергии (а), энтальпии топлива (б), энтальпии воздуха перед компрессором (в), обобщенной характеристики тепловых потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ и электромеханических потерь $1/\eta_{5т}$ (г, 1) и энтальпии газов за турбиной (г, 2) от коэффициента регуляризации λ .

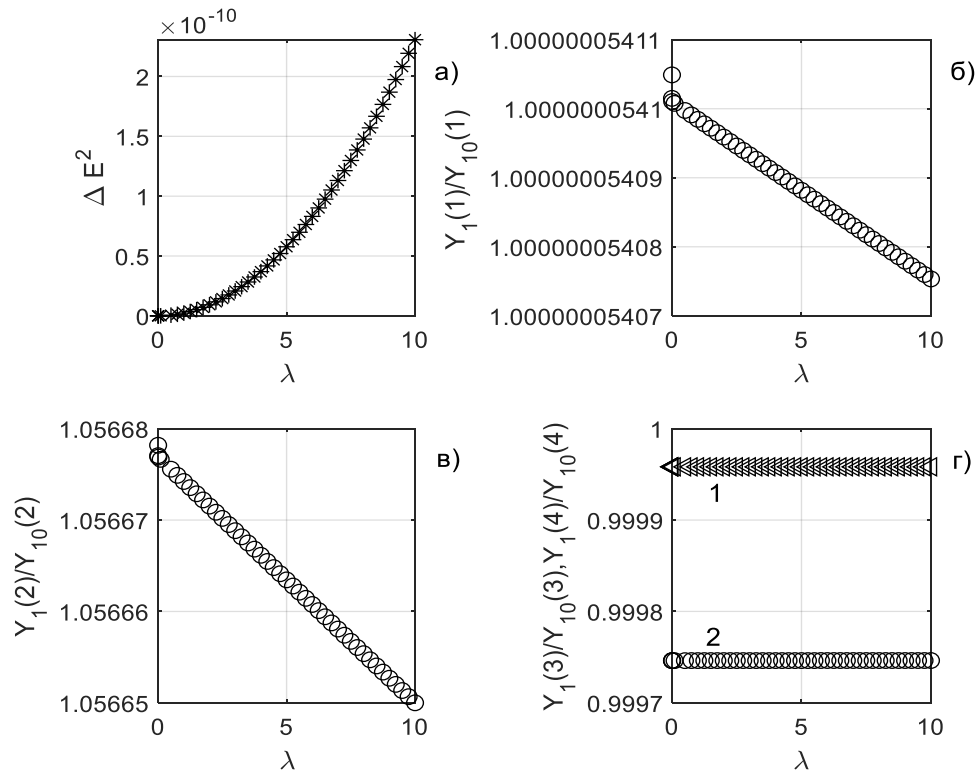


Рисунок 2.8. Результаты второго этапа регуляризации в виде зависимостей от параметра регуляризации λ : а) квадрата небаланса энергии; б) энтальпии топлива; в) энтальпии воздуха перед компрессором; г) обобщенной характеристики тепловых потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ и электромеханических потерь (1) и энтальпии газа за турбиной (2)

Анализ данных, представленных на рис. 2.8, показывает, что второй, дополнительный, этап регуляризации по значениям теплотехнических параметров в соответствии с (2.9)–(2.12) не привел к значимому изменению результата сведения балансов в сравнении решением задачи регуляризации согласно (2.6), (2.7) с учетом (2.3), (2.4).

С учетом полученных результатов, на третьем этапе исследований предложено учитывать теплотехнические параметры при численном решении задачи регуляризации. Объединение двух первых этапов за счет учета метрологических ограничений выполняется при оценке диапазона варьирования измеренных значений параметров согласно табл. 2.3. Учет ограничений на значения всех параметров можно реализовать сразу в рамках численного решения, обеспечивая достоверность решения задачи (2.7) с учетом метрологических ограничений (2.8), позволяющих учесть индивидуальные метрологические характеристики средств измерения контролируемых параметров.

Алгоритм численного решения задачи с учетом возможных значений теплотехнических параметров методом статистического программирования [20, 118–123] приведен на рис. 2.9.

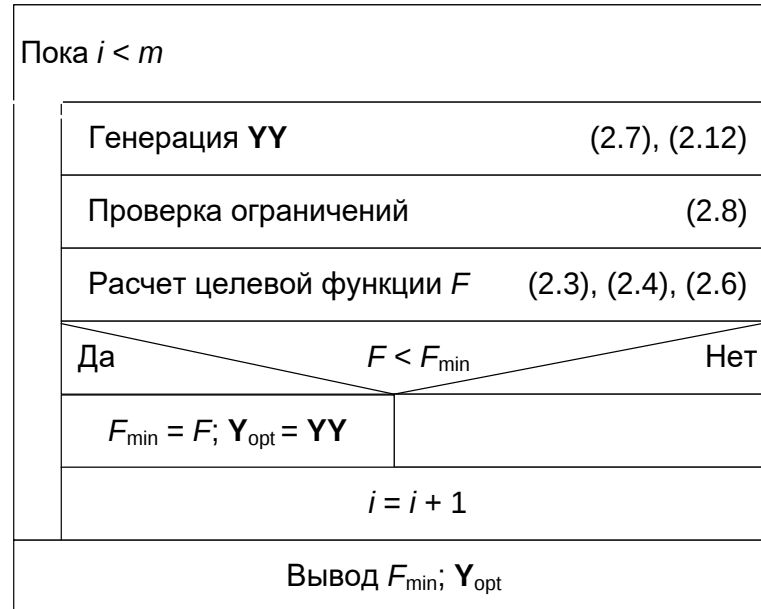


Рисунок 2.9. Алгоритм численного метода решения задачи регуляризации с учетом допустимых значений теплотехнических параметров

Согласно алгоритму, случайным образом заданное число раз m генерируются значения вектора искомых параметров $\mathbf{Y}\mathbf{Y} = [\mathbf{Y} \mathbf{Y}_1]$, включающего два вектора $\mathbf{Y}$ и $\mathbf{Y}_1$, которые ранее на первых двух этапах определялись аналитически согласно (2.7) и (2.12). Данный вектор формируется с учетом метрологических ограничений (2.8), представленных в табл. 2.3. Затем формируется матрица $\mathbf{A}$ (2.3) и вектор $\mathbf{Y}$ (2.4) и рассчитывается значение целевой функции F (2.6). При многократном повторении генерации вектора $\mathbf{Y}\mathbf{Y}$ выбирается минимальное значение целевой функции, которое и является численным решением задачи регуляризации. Результаты численного решения задачи в соответствии с предложенным алгоритмом приведены в табл. 2.3 (вариант «В-4»).

Решение задачи по варианту «В-4» иллюстрирует также рис. 2.10. По оси абсцисс отложены номера вариантов генерации вектора $\mathbf{Y}\mathbf{Y}$, по оси ординат – соответствующие им значения целевой функции. Сплошная линия, огибающая область значений снизу, соответствует изменению значения целевой функции с ростом числа сгенерированных

векторов $\mathbf{Y}\mathbf{Y}$. Анализ данных показывает, что с приемлемой для практических случаев точностью решение может быть найдено при числе сгенерированных вариантов 10^3 .

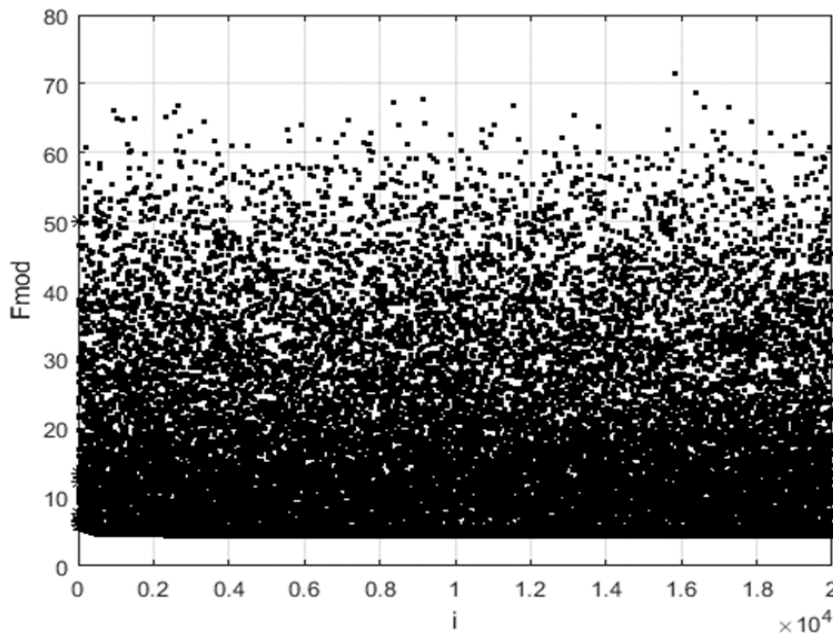


Рисунок 2.10. Численное решение задачи регуляризации в виде зависимости значений целевой функции F от числа генераций вариантов решения i

Таким образом, учет неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей позволяет получить регуляризированные значения показателей работы оборудования при совместном сведении материального и энергетического балансов ГТУ с дополнительным уменьшением невязок балансов: значение целевой функции регуляризации (2.6) в сравнении с ранее предложенными вариантами решения задачи, согласно данным табл. 2.3, уменьшилось в среднем на 7,4%.

2.4. Анализ влияния метода сведения балансов на результаты расчета показателей тепловой экономичности ГТУ

Применительно к рассмотренной в разд. 2.1–2.3 диссертации ГТУ типа GTX-100 ПГУ ТЭС «Международная» первоначально определены предельные отклонения фактических значений КПД брутто при корректировке результатов измерения контролируемых параметров в ходе сведения балансов. При этом в качестве исходных данных принята выборка результатов измерения контролируемых по установке параметров за фактически отработанный месяц, а также результаты тепловых испытаний данной установки. Для каждого режима КПД брутто ГТУ вычислялся дважды:

$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(Б-)}} -$ непосредственно по результатам измерения контролируемых параметров без сведения балансов;

$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(Б+)}}$ – с использованием значений параметров, скорректированных при сведении балансов по разработанной методике (использовался вариант «С» согласно табл. 2.3).

На рис. 2.11 результаты расчетного исследования представлены в виде абсолютных отклонений КПД брутто, вычисленных указанными способами: $\Delta\eta = \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(Б-)}} - \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(Б+)}}$. Полученные данные позволяют заключить, что ошибка значения КПД брутто, получаемая при отсутствии сведения балансов, в данном случае составляет в среднем 4,8% с отклонениями до 15% в отдельных режимах. Такие результаты подтверждают, что для ГТУ разработка обоснованных методик сведения балансов при обработке результатов измерения контролируемых параметров является актуальной. Для решения большинства задач при эксплуатации ТЭС (оптимизация режимов работы, мониторинг показателей тепловой экономичности, диагностика технического состояния оборудования и др.) требуется точность расчета, на порядок меньшая полученных значений ошибки [2, 6–8, 76, 91, 104, 109].

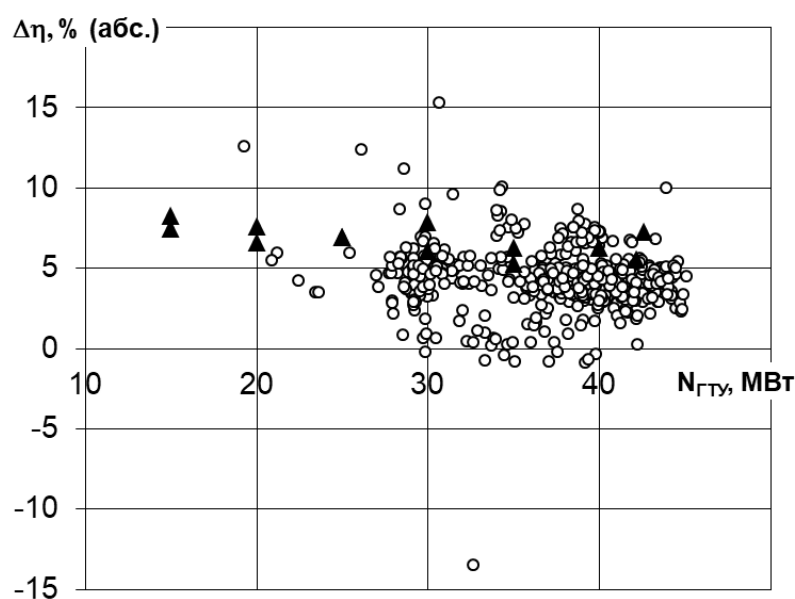


Рисунок 2.11. Результаты расчетов КПД брутто ГТУ GTX-100: $\Delta\eta$, % (абс.) – отклонение значений КПД брутто, рассчитанных двумя способами; $\blacktriangle$ – выборка данных по тепловым испытаниям; $\circ$ – выборка данных АСУ ТП

Научный и практический интерес представляют также данные о влиянии применяемой методики сведения балансов ГТУ на показатели тепловой экономичности.

Рассматривается контрольный режим ГТУ типа GTX-100 ПГУ ТЭС «Международная», результаты сведения балансов для которого рассмотрены в разд. 2.1–2.3 диссертации и сведены в табл. 2.3. По полученным значениям расходов теплоносителей и электрической мощности, а также с учетом прочих исходных данных, представленных в табл. 2.1, выполнены расчеты КПД брутто ГТУ по прямому и обратному балансам:

– по прямому балансу

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(пр)}} = 100 \cdot N_{\text{ГТУ}} / Q_{\text{КС}}, \quad (2.13)$$

– по обратному балансу

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(обр)}} = 100 \cdot (Q_{\text{КС}} + Q_{\text{лк}} - Q_{\text{2т}} - Q_5 - Q_{\text{эм}}) / Q_{\text{КС}}, \quad (2.14)$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(пр)}}$ и $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(обр)}}$ – КПД брутто ГТУ соответственно по прямому и обратному балансам, %; прочие обозначения приведены в пояснениях к (1.54), (1.55).

Результаты расчетов представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Результаты расчетов КПД брутто ГТУ для контрольного режима при различных вариантах постановки и решения задачи сведения балансов

Показатель, единица измерения	Значения при результатах расчетов согласно варианту					
	без сведения балансов	«С»	«В-1»	«В-2»	«В-3»	«В-4»
$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(пр)}}, \%$	32,24	31,85	31,94	31,92	31,88	32,208
$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр(обр)}}, \%$	32,15	32,08	31,93	31,87	31,89	32,203
Модуль отклонения, % (отн.)	0,27	0,72	0,05	0,15	0,03	0,02

Полученные данные позволяют заключить, что процедура сведения балансов оказывает существенное влияние на результаты расчета фактических значений показателей тепловой экономичности оборудования. Так, КПД брутто по прямому балансу в варианте «В-3» отличается от значения, полученного без сведения балансов, на 1,1 относительных процента. При этом собственно резерв тепловой экономичности оборудования (экономия или перерасход топлива) обычно исчисляется десятыми долями процента [2, 6–8, 76, 91, 104, 109]. Кроме этого, можно видеть, что отклонения значений КПД брутто по прямому и обратному балансам в вариантах «В-2», «В-3» и «В-4», удовлетворяющих метрологическим ограничениям (2.8), оказываются значимо

меньшими в сравнении с вариантом без сведения балансов. Это дополнительно подтверждает обоснованность применения разработанной методики.

Сопоставление результатов расчетов по варианту «В-4» с результатами расчетов по другим вариантам позволяет заключить, что учет неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей при регуляризации позволяет практически полностью исключить невязку между значениями КПД брутто, определенными двумя способами, что является дополнительным подтверждением обоснованности предложенного способа решения задачи сведения балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности ГТУ.

Это позволяет рекомендовать предложенную методику для использования в системах автоматизированного мониторинга показателей тепловой экономичности ГТУ при оперативном контроле эксплуатируемых установок, разработке нормативных энергетических характеристик оборудования, обработке результатов тепловых балансовых испытаний.

2.5. Выводы по второй главе

1. В рамках подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач разработана методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ по данным технического учета, позволяющая обоснованно корректировать результаты измерения контролируемых параметров исходя из условия сведения балансов по аддитивным параметрам с учетом метрологических характеристик используемых средств измерения.

2. Предложен ряд формулировок и вариантов решения задачи, выявлены их преимущества и недостатки:

— скалярная постановка задачи и её аналитическое решение позволяет найти минимум целевой функции оптимизации путем коррекции исходных значений расходов теплоносителей и электрической мощности ГТУ, но не учитывает индивидуальные ограничения на область допустимых значений параметров, обусловленные метрологическими характеристиками используемых средств измерения;

— векторная постановка задачи и её аналитическое решение обеспечивают возможность учета различной степени достоверности определения разных параметров

исходной информации, однако для этого необходимо итерационное решение с не формализуемой процедурой промежуточного анализа результатов на каждой итерации;

– векторная постановка задачи и её численное решение методом статистического программирования позволяет в полной мере учесть метрологические ограничения по всем варьируемым при сведении балансов параметрам – расходам теплоносителей и электрической мощности; в случае решения задачи при фиксированных значениях теплотехнических параметров теплоносителей (энтальпии, давления, температуры) этот вариант постановки и решения задачи можно рассматривать как рекомендуемый;

– для учета неопределенности определения исходных значений теплотехнических параметров теплоносителей (энтальпии, давления, температуры) при сведении балансов ГТУ предложен вариант векторной постановки задачи и её численного решения методом статистического программирования; выявлено, что учет неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей позволяет получить регуляризированные значения показателей работы оборудования при совместном сведении материального и энергетического балансов ГТУ с дополнительным уменьшением невязок балансов; этот вариант постановки и решения задачи может быть рекомендован в качестве основного при реализации в комплексных системах мониторинга ТЭП работы оборудования ТЭС с ГТУ и ПГУ.

3. На примере ГТУ типа GTX-100 ТЭС «Международная» показано влияние процедуры сведения балансов по результатам измерения контролируемых при эксплуатации параметров на результаты расчета фактических значений КПД брутто. Выявлено, что предельная величина ошибки в значениях КПД брутто, получаемых при отсутствии сведения балансов, составляет в среднем 4,8% с отклонениями до 15% в отдельных режимах. В ходе расчетов выявлено также, что вариант векторной постановки задачи сведения балансов с учетом неопределенности определения исходных значений теплотехнических параметров теплоносителей (энтальпии, давления, температуры) и её численного решения обеспечивает минимальное рассогласование значений КПД брутто ГТУ, вычисленных по прямому и обратному балансам – в рассмотренном примере 0,02 % (отн.).

Материалы главы 2 опубликованы в работах [148, 149, 152, 155–165, 169].

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИК РАСЧЕТА СОСТАВЛЯЮЩИХ РЕЗЕРВА ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА

В третьей главе представлены результаты разработки методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа. Выполнено сопоставление полученной методики с известной методикой ПАО «Интер РАО». Проведена апробация разработанной методики применительно к оборудованию эксплуатируемой ПГУ.

3.1. Методическая база разработки методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности газотурбинных и парогазовых установок ТЭС

Как показано в разд. 1.4 диссертации, в настоящее время методики расчета составляющих РТЭ по оборудованию ГТУ и ПГУ в нормативной базе федерального уровня не закреплены. При этом в ПАО «Интер РАО» разработан соответствующий распорядительный документ, распространяющийся на электростанции данной энергетической компании. Такая ситуация не позволяет в полной мере использовать преимущества подхода с расчетом составляющих РТЭ, балансом РТЭ для анализа технического состояния и эффективности ГТУ и ПГУ в ходе эксплуатации.

Таким образом, актуальной задачей является разработка обоснованных методик расчета составляющих РТЭ применительно к оборудованию ГТУ и ПГУ, а также анализ обоснованности существующей нормативной методики ПАО «Интер РАО».

Для обеспечения единства методических подходов к расчету составляющих РТЭ паросиловых установок и ГТУ, ПГУ необходимо опираться на официальный нормативный документ – СО 153-34.08.552-95 (РД 34.08.882-95) [2]. Особенности расчета, обусловленные спецификой оборудования ГТУ и ПГУ, определяются исходя из общего подхода к определению показателей тепловой экономичности оборудования ПГУ-ТЭС [77–93].

В общем случае, в соответствии с определением понятия «Резерв тепловой экономичности» [2], составляющая РТЭ ΔB_i ввиду отклонения i -го параметра работы оборудования рассчитываются как разница в расходах топлива электростанцией при фактическом значении рассматриваемого параметра ($B_i^{(\Phi)}$) и его номинальном

значении ($B_i^{(H)}$). На практике разность ($B_i^{(\Phi)} - B_i^{(H)}$) вычисляется через соответствующее отклонение затрат тепловой энергии $\Delta Q_i = Q_i^{(\Phi)} - Q_i^{(H)}$. При этом для турбоагрегатов ΔQ_i соответствует отклонению затрат тепловой энергии на выработку электроэнергии $\Delta Q_{э,i}$, которое может быть определено через соответствующую поправку к удельному расходу тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии $\Delta q_{т\text{бр},i}$ либо поправку к электрической мощности ΔN_i . Методики расчета указанных показателей применительно к оборудованию паросилового цикла подробно изложены в рассмотренных нормативных документах, а также специальной технической литературе [6, 76, 124–128]. Для паровых турбин ПГУ применимы также методики расчета, изложенные в дополнительных нормативных документах [129, 130].

Таким образом, задача разработки методики расчета i -й составляющей РТЭ сводится к выражению ΔB_i через известные (приводимые в составе нормативных энергетических характеристик оборудования [1, 6, 7, 104]) поправки к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности оборудования на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий. При этом учитывается энергетический баланс конкретного агрегата или установки.

Материальный и энергетический балансы ГТУ описываются выражениями (1.54)–(1.60).

Для котла-утилизатора ПГУ без дожигания топлива энергетический баланс записывается следующим образом:

$$Q_{2т} - Q_{2,КУ} - Q_{5,КУ} - Q_{КУ}^{бр} = 0, \quad (3.1)$$

$$Q_{2,КУ} = G_{2,КУ} h_{2,КУ}, \quad (3.2)$$

где $Q_{2,КУ}$ – тепловая мощность потока продуктов сгорания на выходе из КУ, МВт; $Q_{5,КУ}$ – мощность тепловых потерь от наружного охлаждения элементов КУ, МВт; $Q_{КУ}^{бр}$ – тепловая мощность брутто, вырабатываемая КУ, МВт; $G_{2,КУ}$ – расход продуктов сгорания на выходе из КУ, кг/с; $h_{2,КУ}$ – энтальпия продуктов сгорания за КУ, МДж/кг.

При расчетах за некоторый отчетный период в уравнениях энергетического баланса используются не мощности потоков энергоносителей, а соответствующие количества энергии.

Уравнения энергетического баланса паровых турбин (ПТ) ПГУ не отличаются от уравнений энергетического баланса ПТ традиционных паросиловых установок за

исключением того, что в ПГУ используются, как правило, турбины двух или трех давлений, что учитывается в расчете подводимой к турбине тепловой мощности.

3.2. Составляющие резерва тепловой экономичности газотурбинных установок

В настоящем разделе приведены результаты разработки методики расчета составляющих РТЭ ГТУ. Перечень составляющих РТЭ ГТУ определяется перечнем факторов, поправки на отклонение номинальных значений которых от их исходно-номинальных значений предусматриваются при расчете номинального значения КПД брутто ГТУ в соответствии с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию ТЭС [1, 6, 7, 104].

РТЭ по показателю «Неплановые пуски» определяется в соответствии с подходами, применяемыми для паросиловых энергоблоков [1, 6, 7].

РТЭ вследствие отклонения фактического перепада давлений на всасе компрессора ГТУ от номинального, т. у.т.:

$$\Delta B_{(\Delta P_{1кГТ})} = 0,1228 \cdot \Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{1к})} \tau_{раб}^{ГТ} / \left(1 + \frac{\rho_{топл}^{(\Phi)} h_{топл}^{(\Phi)}}{3,6 \cdot Q_n^{р(\Phi)}} \right), \quad (3.3)$$

где $\Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{1к})}$ – поправка к расходу тепла в камеру сгорания ГТУ на отклонение перепада давлений воздуха на входе в компрессор, определяемая по нормативным энергетическим характеристикам ГТУ, МВт; $\tau_{раб}^{ГТ}$ – время работы ГТУ, ч; $\rho_{топл}^{(\Phi)}$, кг/м³, и $h_{топл}^{(\Phi)}$, кДж/кг – фактические значения соответственно плотности при нормальных условиях и энтальпии топливного газа на входе в камеру сгорания; $Q_n^{р(\Phi)}$ – фактическое значение низшей удельной теплоты сгорания на рабочую массу топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, кДж/м³.

РТЭ вследствие отклонения фактического перепада давлений на выходе из газовой турбины от номинального $\Delta B_{(\Delta P_{2мГТ})}$, т. у.т., определяется аналогично (3.3) с подстановкой соответствующей поправки к расходу тепла в камеру сгорания ГТУ на отклонение перепада давлений газов на выходе из газовой турбины $\Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{2т})}$, МВт.

Общий РТЭ ГТУ, то есть РТЭ по показателю «КПД брутто ГТУ», т. у.т.:

$$\Delta B_{(\eta_{ГТУ}^{бр})} = q_{ГТУ}^{бр(\Phi)} \Delta N_{КПД} \tau_{раб}^{ГТ} \cdot 10^{-3} / 7, \quad (3.4)$$

где $q_{ГТУ}^{бр(\Phi)}$ – фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии ГТУ, ккал/(кВт·ч) (здесь и далее в аналогичных случаях приводится в

несистемных единицах измерения в соответствии с практикой составления технической отчетности электростанций [1, 2, 7, 8]); $\Delta N_{\text{КПД}}$ – уменьшение электрической мощности ГТУ ввиду отклонения фактического КПД брутто ГТУ от номинального, МВт, определяемой по формуле:

$$\Delta N_{\text{КПД}} = \left[\frac{B_{\text{ГТУ}}^{(\phi)} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\text{н})}}{12,28} \left(1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\phi)} h_{\text{топл}}^{(\phi)}}{3,6 Q_{\text{н}}^{(\phi)}} \right) - \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} \right] / \tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}}, \quad (3.5)$$

где $B_{\text{ГТУ}}^{(\phi)}$ – фактическое количество сожженного за период ГТУ топлива в условном исчислении, т у.т.; $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\text{н})}$ – номинальное значение КПД брутто ГТУ, %; $\mathcal{E}_{\text{ГТУ}}$ – выработка электроэнергии ГТУ за период, тыс. кВт·ч.

3.3. Составляющие резерва тепловой экономичности котлов-утилизаторов парогазовых установок утилизационного типа

В настоящем разделе приведены результаты разработки методики расчета составляющих РТЭ КУ без дожигания топлива. Перечень составляющих РТЭ КУ определяется составом потерь теплоты, учитываемых в тепловом балансе КУ: потерь теплоты от наружного охлаждения и потерь теплоты с уходящими газами [1, 2, 6, 7, 79]. При этом в РТЭ по потерям тепла с уходящими газами следует выделять РТЭ вследствие отклонения фактической температуры уходящих газов от номинального значения.

РТЭ вследствие отклонения фактических потерь тепла с уходящими газами КУ от номинального значения, т у.т.:

$$\Delta B_{(q_2^{\text{КУ}})} = \left(B_{\text{ГТУ}}^{(\phi)} - 0,1228 \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} (2 - \eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}) / \left(1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\phi)} h_{\text{топл}}^{(\phi)}}{3,6 Q_{\text{н}}^{(\phi)}} \right) \right) \cdot \frac{q_2^{\text{КУ}(\phi)} - q_2^{\text{КУ}(\text{н})}}{\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{н})}}, \quad (3.6)$$

где $\eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}$ – электромеханический КПД ГТУ, определяемый по нормативным энергетическим характеристикам ГТУ; $q_2^{\text{КУ}(\phi)}$ и $q_2^{\text{КУ}(\text{н})}$ – соответственно фактическое и номинальное значения относительных потерь тепла с уходящими газами КУ, %; $\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{н})}$ – номинальное значение КПД брутто КУ, %.

РТЭ вследствие отклонения фактической температуры уходящих газов КУ от номинального значения, т у.т.:

$$\Delta B_{(t_2^{\text{КУ}})} = \left(B_{\text{ГТУ}}^{(\phi)} - 0,1228 \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} (2 - \eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}) / \left(1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\phi)} h_{\text{топл}}^{(\phi)}}{3,6 Q_{\text{н}}^{(\phi)}} \right) \right) \cdot \frac{q_2^{\text{КУ}(\text{н})}}{\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{н})}} \cdot \frac{t_2^{\text{КУ}(\phi)} - t_2^{\text{КУ}(\text{н})}}{t_{2\text{м}}^{(\phi)} - t_{1\text{к}}^{(\phi)} \frac{G_{1\text{к}}^{(\phi)}}{G_{2\text{м}}^{(\phi)}}}, \quad (3.7)$$

где $t_2^{KY(\Phi)}$ и $t_2^{KY(H)}$ – соответственно фактическое и номинальное значения температуры уходящих газов за КУ, °C; $t_{2T}^{(\Phi)}$ и $t_{1K}^{(\Phi)}$ – фактические значения температуры соответственно дымовых газов за газовой турбиной ГТУ и воздуха перед компрессором ГТУ, °C; $G_{2T}^{(\Phi)}$ и $G_{1K}^{(\Phi)}$ – фактические значения расходов соответственно дымовых газов за газовой турбиной ГТУ и воздуха перед компрессором ГТУ, кг/с.

РТЭ вследствие отклонения фактических потерь тепла за счет наружного охлаждения КУ от номинального значения, т.у.т.:

$$\Delta B_{(q_5^{KY})} = \left(B_{ГТУ}^{(\Phi)} - 0,1228 \text{ Э}_{ГТУ} (2 - \eta_{ЭМ}^{ГТУ}) / \left(1 + \frac{\rho_{топл}^{(\Phi)} h_{топл}^{(\Phi)}}{3,6 Q_H^{p(\Phi)}} \right) \right) \cdot \frac{q_5^{KY(\Phi)} - q_5^{KY(H)}}{\eta_{КУ}^{бр(H)}}, \quad (3.8)$$

где $q_5^{KY(\Phi)}$ и $q_5^{KY(H)}$ – соответственно фактическое и номинальное значения относительных потерь тепла от наружного охлаждения КУ, %.

Общий РТЭ КУ, то есть РТЭ по показателю «КПД брутто КУ», т.у.т.:

$$\Delta B_{(\eta_{КУ}^{бр})} = \left(B_{ГТУ}^{(\Phi)} - 0,1228 \text{ Э}_{ГТУ} (2 - \eta_{ЭМ}^{ГТУ}) / \left(1 + \frac{\rho_{топл}^{(\Phi)} h_{топл}^{(\Phi)}}{3,6 Q_H^{p(\Phi)}} \right) \right) \cdot \frac{\eta_{КУ}^{бр(\Phi)} - \eta_{КУ}^{бр(H)}}{\eta_{КУ}^{бр(H)}}, \quad (3.9)$$

где $\eta_{КУ}^{бр(\Phi)}$ – фактическое значение КПД брутто КУ, %.

3.4. Составляющие резерва тепловой экономичности паровых турбин парогазовых установок утилизационного типа

В настоящем разделе приведены результаты разработки методики расчета составляющих РТЭ ПТ, работающих в составе ПГУ. Перечень составляющих РТЭ таких ПТ определяется перечнем факторов, поправки на отклонение номинальных значений которых от их исходно-номинальных значений предусматриваются при расчете номинального значения электрической мощности ПТ в соответствии с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию ТЭС [1, 2, 6, 7, 104, 129, 120].

РТЭ ПТ ПГУ ввиду отклонения фактических параметров работы от их номинальных значений, т.у.т.:

$$\Delta B_{(Pi)} = q_{ПГУ}^{H(\Phi)} \Delta N_{Pi} \tau_{раб}^{ПТ} \cdot 10^{-3} / 7, \quad (3.10)$$

где $q_{ПГУ}^{H(\Phi)}$ – фактическое значение удельного расхода тепла нетто на выработку электроэнергии энергоблоком ПГУ, ккал/(кВт·ч); ΔN_{Pi} – поправка к электрической мощности ПТ ввиду отклонения фактического значения i-го параметра P_i от его

номинального значения, МВт, определяемая по нормативным энергетическим характеристикам ПТ ПГУ; $\tau_{\text{раб}}^{\text{ПТ}}$ – время работы ПТ ПГУ, ч.

Общий РТЭ ПТ ПГУ, то есть РТЭ по показателю «Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии» $\Delta B_{(q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}})}$ также определяется согласно (3.10). В этом случае соответствующая поправка к мощности $\Delta N_{q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}}}$ учитывает долю электрической мощности, вырабатываемой по конденсационному циклу в соответствии с подходом, применяемым для ПТ паросиловых установок [2, 7, 129, 130].

В ПГУ, у которых отработавший в ПТ пар направляется в сетевой подогреватель первой ступени, как правило, применяются суховоздушные градирни (СВГ). При этом в СВГ отводится избыточное количество тепловой энергии от потока сетевой воды, тем самым реализуется возможность независимого (в некоторых пределах) регулирования тепловой и электрической нагрузок энергоблока. Для таких ПГУ при расчете общего РТЭ ПТ по показателю «Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии» поправка к мощности будет определяться следующим образом:

$$\Delta N_{q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}}} = N_{\text{ПТ}} \frac{q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\phi)} - q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\text{н})}}{q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\text{н})}} \left(1 - Q_{\text{СВГ}}^{(\phi)} / (N_{\text{ПТ}} q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\text{н})} \tau_{\text{раб}}^{\text{ПТ}} \cdot 10^{-3}) \right), \quad (3.11)$$

где $N_{\text{ПТ}}$ – фактическое значение средней за период электрической мощности паровой турбины, МВт; $q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\phi)}$ и $q_{\text{ПТ}}^{\text{бр}(\text{н})}$ – соответственно фактическое и номинальное значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ, ккал/(кВт·ч); $Q_{\text{СВГ}}^{(\phi)}$ – фактическое количество тепловой энергии, отведенное от сетевой воды в СВГ, Гкал.

3.5. Составляющие резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа по затратам тепловой и электрической энергии на собственные нужды

В настоящем разделе приведены результаты разработки методики расчета составляющих РТЭ ПГУ по затратам тепловой и электрической энергии на собственные нужды. При этом РТЭ ПГУ по затратам электрической энергии на собственные нужды определяется в соответствии с подходом, применяемым для паросиловых установок [1, 2, 6, 7], но при расчете РТЭ по затратам тепловой энергии для ПГУ имеются особенности, обусловленные спецификой парогазового цикла.

РТЭ по затратам тепловой энергии на собственные нужды по каждой из статей (собственные нужды ГТ, КУ, ПТ, а также технологическим потерям тепла, связанным с отпуском тепла внешним потребителям), т.у.т.:

$$\Delta B_{(Q_{\text{сн}i})} = \left(B_{\text{ГТУ}}^{(\phi)} - 0,1228 \cdot \Xi_{\text{ГТУ}} (2 - \eta_{\text{ЭМ}}^{\text{ГТУ}}) / \left(1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\phi)} h_{\text{топл}}^{(\phi)}}{3,6 Q_{\text{н}}^{(\phi)}} \right) \right) \cdot \frac{1,163 \cdot (Q_{\text{сн}i}^{(\phi)} - Q_{\text{сн}i}^{(\text{н})}) \xi_{\text{сн}i}}{Q_{2\text{т, ср}}^{(\phi)} \frac{T_{\text{ГТ}}}{t_{\text{раб}}} \eta_{\text{КУ}}^{(\phi)} \cdot 10^{-2}}, \quad (3.12)$$

где $Q_{\text{сн}i}^{(\phi)}$ и $Q_{\text{сн}i}^{(\text{н})}$ – соответственно фактическое и номинальное значения затрат тепловой энергии на собственные нужды по i -й статье, Гкал; $\xi_{\text{сн}i}$ – коэффициент ценности пара, использованного для обеспечения i -й статьи затрат тепловой энергии на собственные нужды, определяемый в соответствии с известными подходами [1, 2, 6, 7, 105–108]; $Q_{2\text{т, ср}}^{(\phi)}$ – фактическая средняя за отчетный период мощность потока дымовых газов газотурбинной установки, МВт.

3.6. Замечания относительно соответствия разработанных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа нормативным документам

Как показано в разделе 1.4 диссертации, в настоящее время единственным нормативным документом, содержащим методики расчета РТЭ применительно к оборудованию парогазового цикла, является методика [117], разработанная в ПАО «Интер РАО» (далее в данном разделе – Методика). Отметим, что эта Методика распространяется только на электростанции данной энергетической компании. В нормативных документах федерального уровня требования к порядку расчета РТЭ ПГУ не установлены.

Анализ Методики позволяет указать на ряд присутствующих в ней неточностей и упрощений, приводящих к снижению достоверности определяемых в соответствии с ней РТЭ ПГУ.

Так, в расчетах не учитывается теплосодержание топливного газа на входе в камеры сгорания ГТУ, то есть комплекс $\left(1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\phi)} h_{\text{топл}}^{(\phi)}}{3,6 Q_{\text{н}}^{(\phi)}} \right)$ в выражениях (3.3), (3.5)–(3.9) заменяется единицей. При поступлении топливного газа в камеры сгорания ГТУ из газодожимных компрессоров (а это сопровождается повышением температуры и, соответственно, энтальпии топливного газа) такое упрощение приводит к ошибке в расчете каждой из составляющих РТЭ.

В части РТЭ КУ в Методике $\Delta B_{(t_2^{КУ})}$ фактически заменяется $\Delta B_{(q_2^{КУ})}$, что приводит к неверной интерпретации результатов анализа тепловой экономичности КУ и ГТУ.

Не регламентированы особенности расчета РТЭ по ПТ ПГУ с СВГ.

Ряд составляющих РТЭ Методикой не определен, что приводит к невозможности проведения всесторонней оценки технического состояния оборудования и уровня его эксплуатации.

3.7. Об определении поправок к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности ГТУ, используемым в расчетах составляющих резерва тепловой экономичности

Для определения составляющих резерва тепловой экономичности оборудования, а также для расчета номинальных и нормативных показателей тепловой экономичности необходимы поправки к показателям тепловой экономичности на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при расчете собственно нормативных энергетических характеристик [1–3, 6–8]. Эти поправки, в свою очередь, могут быть определены четырьмя способами [6, 104]:

- во-первых, по результатам специально организованных тепловых балансовых испытаний оборудования; такой способ позволяет установить наиболее обоснованные значения поправок, однако сопряжен с существенными затратами материальных и трудовых ресурсов; кроме того, ряд поправок в принципе не может быть определен в ходе испытаний из-за сложностей создания в ходе активного эксперимента тех или иных условий работы оборудования;

- во-вторых, по данным типовых энергетических характеристик (ТЭХ), представляющих собой обобщение результатов испытаний нескольких однотипных агрегатов и имеющих статус руководящего документа; проблема состоит в том, что ТЭХ разработаны далеко не для всех типов используемых в энергетике агрегатов, а для газотурбинных установок (ГТУ) такие ТЭХ отсутствуют вовсе;

- в-третьих, по результатам специальных расчетов, методики которых регламентированы руководящими документами [129, 130]; как и в случае с ТЭХ, для ГТУ такие методики отсутствуют;

– в-четвертых, по результатам экспертной оценки (обычно – термодинамического и/или теплового расчета) или данным завода-изготовителя оборудования; в обоих случаях получаемые поправки получаются приближительными.

Таким образом, для ГТУ поправки обычно определяются последним из указанных способов и чаще принимаются по данным завода-изготовителя. Такой подход, с одной стороны, приводит к ошибкам при анализе показателей тепловой экономичности эксплуатируемого оборудования, а с другой стороны, не позволяет разработать адекватную математическую модель агрегата для прогнозирования показателей его работы и оптимизации режимов эксплуатации.

В связи с этим возникает задача разработки методики определения поправок к показателям тепловой экономичности ГТУ при разработке нормативных энергетических характеристик по данным эксплуатационных наблюдений.

Первоначально при разработке нормативных энергетических характеристик оборудования должны быть установлены исходно-номинальные зависимости основных и промежуточных показателей тепловой экономичности от нагрузки. Такие характеристики разрабатываются при фиксированных условиях – числовых значениях или функциональных зависимостях внешних факторов, влияющих на экономичность оборудования. При этом связь между всеми показателями устанавливается материальным и энергетическим балансами объекта нормирования.

Комплект энергетических характеристик оборудования, включая поправки к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности, по сути, представляет собой математическую модель объекта, позволяющую определить показатели его работы во всех режимах, не выходящих за регулировочные диапазоны изменения контролируемых в ходе эксплуатации параметров. Общий порядок расчета некоторого показателя тепловой экономичности Π_i в заданном режиме может быть формализован следующим образом:

$$\Pi_i = \Pi_i^{(\text{ин})} + \sum_{j=1}^m \Delta \Pi_{i,j}, \quad (3.13)$$

где $\Pi_i^{(\text{ин})}$ – исходно-номинальное значение рассматриваемого показателя, определяемое при текущей нагрузке по энергетическим характеристикам (то есть при фиксированных условиях построения энергетических характеристик); $\Delta \Pi_{i,j}$ – поправка к рассматриваемому показателю, учитывающая его отклонение при изменении j -го

влияющего фактора Φ_j от фиксированного значения $\Phi_j^{(\text{ин})}$, принятого при разработке энергетической характеристики, до значения $\Phi_j^{(\text{р})}$, соответствующего рассматриваемому режиму работы установки; m – количество факторов, влияние которых учитывается при определении показателя Π_i .

Поправки $\Delta\Pi_{i,j}$ в общем случае могут быть линейными или нелинейными. Для паротурбинных установок состав поправок и порядок их расчета регламентированы нормативными документами [129, 130]. Для ГТУ состав поправок, то есть перечень влияющих факторов Φ_i , обычно определен заводом-изготовителем, однако методики обоснованного определения поправок отсутствуют. При этом для ГТУ большинство поправок $\Delta\Pi_{i,j}$ в первом приближении можно считать линейными:

$$\Delta\Pi_{i,j} = K_{i,j} \left(\Phi_j^{(\text{р})} - \Phi_j^{(\text{ин})} \right), \quad (3.14)$$

где $K_{i,j}$ – числовой коэффициент, учитывающий отклонение i -го показателя при изменении j -го влияющего фактора.

При такой постановке задачи для известных $\Pi_i^{(\text{ин})}$ (и, соответственно, фиксированных $\Phi_j^{(\text{ин})}$) задача определения коэффициентов $K_{i,j}$ по данным эксплуатационных наблюдений может быть сведена к задаче минимизации отклонения $(\Pi_i - \Pi_i^{(\text{ф})})$, где $\Pi_i^{(\text{ф})}$ – фактическое значение показателя, с использованием модели множественной линейной регрессии [131–133]. При этом известные поправки $\Delta\Pi_{i,j}$, например поправка на отработанный ресурс, которая не является линейной и определяется специальными методами, должны быть также учтены.

Далее рассмотрим результаты апробации предложенной методики определения поправок применительно к ГТУ типа SGT-800 ТЭС «Международная». В качестве исходных данных для расчетов приняты массивы осредненных на восьмичасовых интервалах значений контролируемых в ходе эксплуатации и хранящихся в АСУ ТП параметров за один год работы установки. В целом рассмотрено 536 режимов работы ГТУ. Отметим, что исходные данные предварительно подвергнуты процедуре сведения материального и энергетического балансов с использованием разработанной в главе 2 диссертации методики.

В табл. 3.1 сведены полученные значения коэффициентов $K_{i,j}$, учитывающих влияние факторов Φ_j на параметры Π_i , в качестве которых указаны $Q_{\text{КС}}$, $Q_{2\text{т}}$, $G_{2\text{т}}$, а также

коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания за турбиной α_{2T} и температура продуктов сгорания за турбиной t_{2T} .

Таблица 3.1

Результаты расчета коэффициентов $K_{i,j}$ для ГТУ типа SGT-800

Фактор Φ_j , единица измерения	Исходно- номи- нальное значение фактора $\Phi_j^{(ин)}$	Значения коэффициента $K_{i,j}$, учитывающего влияние фактора Φ_j на параметр Π_i				
		Параметры Π_i				
		α_{2T}	t_{2T}	G_{2T}	$Q_{КС}$	Q_{2T}
1. Температура воздуха перед компрессором t_{1K} , °C	15,5	$2,34 \cdot 10^{-4}$	$5,78 \cdot 10^{-2}$	$2,26 \cdot 10^{-2}$	$3,48 \cdot 10^{-3}$	$4,55 \cdot 10^{-2}$
2. Относительная влажность воздуха $\phi_{нв}$, %	60	$-4,68 \cdot 10^{-4}$	$-5,53 \cdot 10^{-3}$	$-2,13 \cdot 10^{-2}$	$-3,45 \cdot 10^{-5}$	$2,39 \cdot 10^{-3}$
3. Приведенная высота над уровнем моря $H_{ур}^{прив}$, м*	0	$-4,52 \cdot 10^{-5}$	$-3,73 \cdot 10^{-3}$	$-4,05 \cdot 10^{-3}$	$-2,00 \cdot 10^{-3}$	$1,74 \cdot 10^{-3}$
4. Перепад давлений на всасе компрессора ΔP_{1K} , кПа	$f(N)$	$4,62 \cdot 10^{-2}$	-4,149	3,444	1,753	1,514
5. Перепад давлений на выхлопе турбины ΔP_{2T} , кПа	$f(N)$	$7,77 \cdot 10^{-2}$	-4,785	5,195	1,541	1,674
6. Коэффициент мощности турбогенератора $\cos(\phi)$, ед.	0,99	—	—	—	$-1,38 \cdot 10^{-1}$	-1,237
7. Отработанный ресурс $\tau_{рес}$, тыс. ч	70,8	—	$-1,39 \cdot 10^{-1}$	$-3,44 \cdot 10^{-2}$	$f(\tau_{рес})^{**}$	$-2,09 \cdot 10^{-2}$

Примечания:

* через приведенную высоту над уровнем моря, в соответствии с подходом, использованным заводом-изготовителем ГТУ, учитывается влияние атмосферного давления;

** поправка на отработанный ресурс к $Q_{КС}$ не является линейной, определена по методике завода-изготовителя.

На рис. 3.1 в зависимости от электрической мощности N приведены в сопоставлении фактические значения $\Pi_i^{(ф)}$ ряда параметров и значения этих параметров $\Pi_{i,p}^{(ин)}$, вычисленные из (3.13) с учетом полученных значений поправок:

$$\Pi_{i,p}^{(ин)} = \Pi_i^{(ф)} - \sum_{j=1}^m \Delta \Pi_{i,j}. \quad (3.15)$$

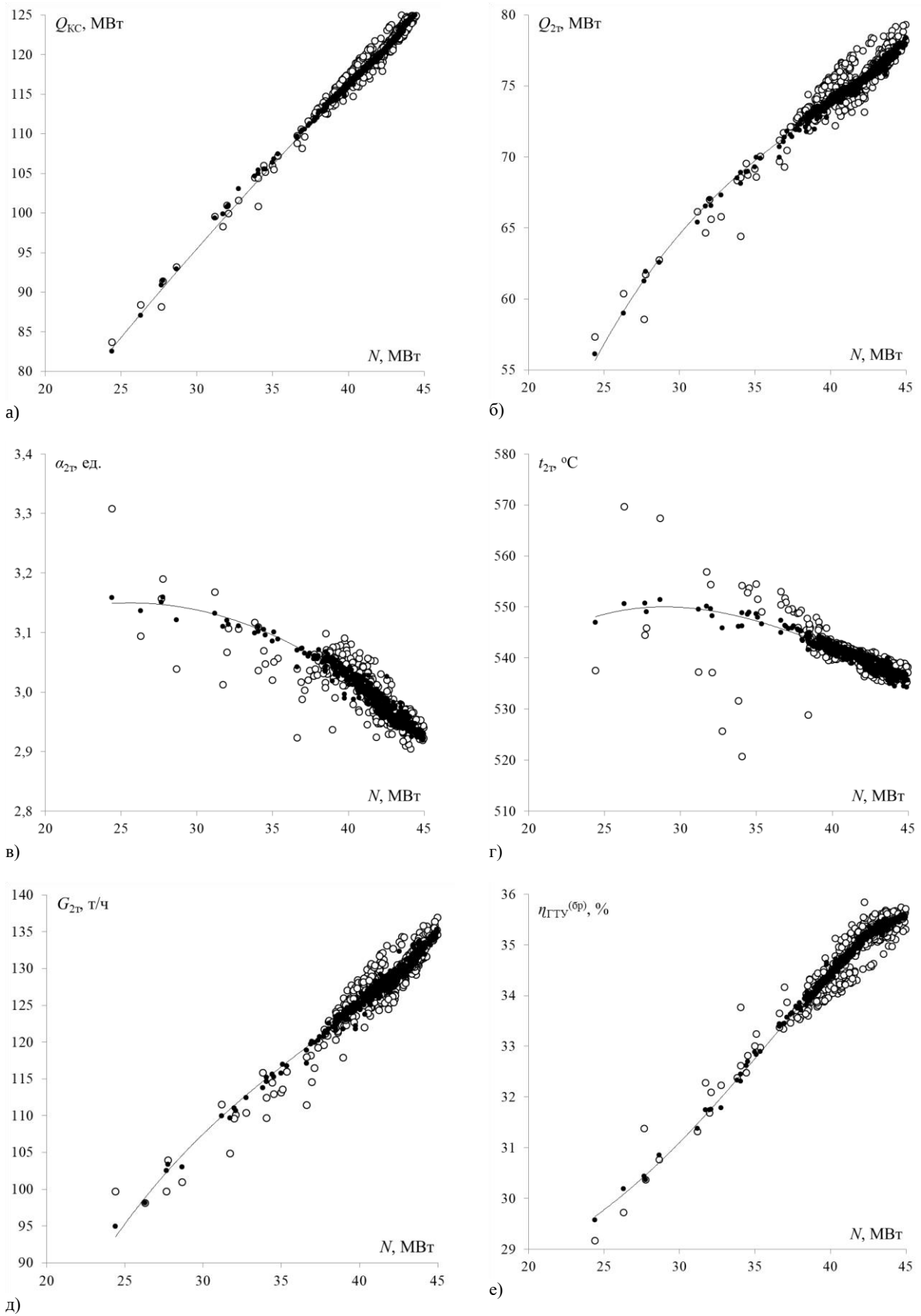


Рисунок 3.1. Графическая интерпретация точности найденных значений поправок к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности ГТУ: незакрашенные точки – значения $\Pi_i^{(\phi)}$; закрашенные точки – значения $\Pi_{i,p}^{(ин)}$; линии – зависимости $\Pi_i^{(ин)} = f(N)$; обозначения параметров приведены в тексте

При этом очевидно, что в случае удовлетворительной точности найденных поправок значения $\Pi_{i,p}^{(ин)}$ должны быть близки к соответствующей исходно-номинальной зависимости, то есть к $\Pi_i^{(ин)}$.

На рис. 3.1(е) все представленные значения КПД соответствуют расчету по прямому балансу в соответствии с (2.13).

В качестве интегральной оценки точности полученного комплекса энергетических характеристик и поправок к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности может рассматриваться отклонение значений КПД брутто ГТУ, рассчитанных по прямому (2.13) и обратному (2.14) балансам. Такие расчеты выполнены также при условиях каждого из рассмотренных режимов. Результаты представлены на рис. 3.2.

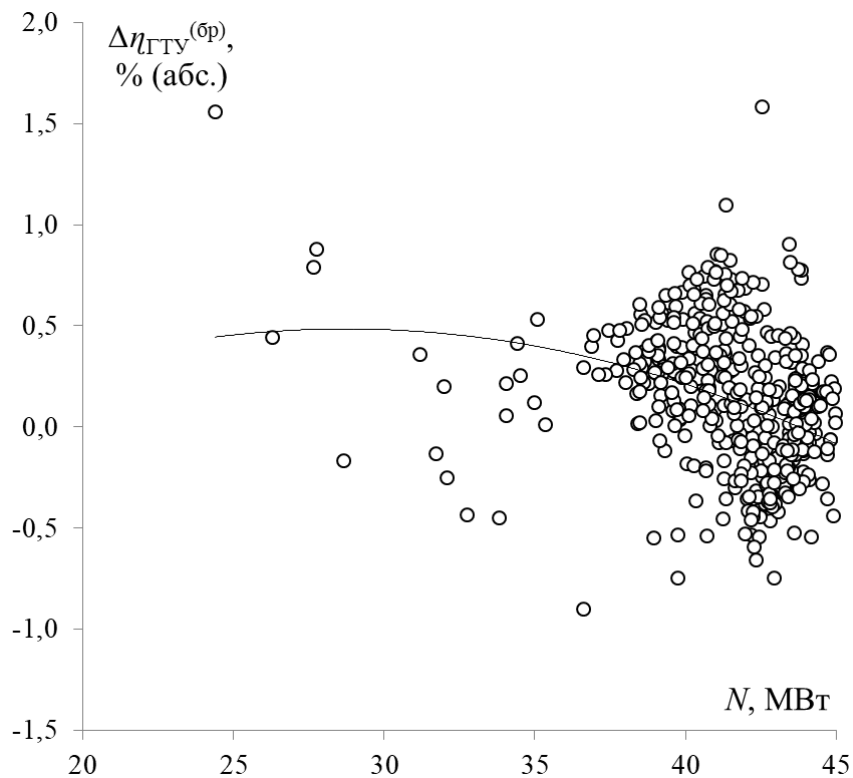


Рисунок 3.2. Отклонение $\Delta\eta_{ГТУ}^{(бр)}$ значений КПД брутто ГТУ, рассчитанных по прямому и обратному балансу с использованием данных энергетических характеристик при условиях фактических режимов: точки – результаты расчетов; линия – аппроксимация

Полученные результаты позволяют констатировать, что предложенная методика определения поправок к показателям тепловой экономичности ГТУ по данным эксплуатационных наблюдений позволяет получить приемлемые результаты. Точность

математической модели ГТУ, включающей исходно-номинальные зависимости показателей работы оборудования от нагрузки и комплект поправок к ним на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, в рассмотренном примере характеризуется математическим ожиданием разницы значений КПД брутто ГТУ, рассчитанных по прямому и обратному балансам, на уровне 0,09% со среднеквадратическим отклонением 0,36%.

3.8. Апробация разработанных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности

В данном разделе приведены результаты апробации разработанных методик расчета РТЭ применительно к энергоблоку ПГУ номинальной электрической мощностью 116 МВт ТЭС «Международная». Отметим, что ПГУ-116 представляет собой трехвальный дубль-блок, включающий две ГТУ типа GTX-100 «ALSTOM PS AB» с КУ типа HRSG без дожигания топлива, а также одну ПТ типа SST-700 (VAX MP16-DH) «SIEMENS AG Energy», работающую по схеме со сбросом отработавшего пара в сетевой подогреватель первой ступени и сбросом избыточного количества тепловой энергии от сетевой воды через СВГ. С энергоблоком работает также пиковый водогрейный котел ПТВМ-120Э.

Расчеты выполнены по данным о работе энергоблока в течение года ежемесячно. Для примера в табл. 3.2 представлены результаты расчета РТЭ за один из месяцев (апрель).

Таблица 3.2

Результаты расчета РТЭ по ПГУ-116 за апрель рассматриваемого года

Показатель, по которому определяется РТЭ	Значение РТЭ, т у.т.
1. КПД брутто ГТУ-1, всего	39
в том числе, неплановые пуски	0
перепад давлений на всасе компрессора	16
перепад давлений на выходе из турбины	15
2. КПД брутто ГТУ-2, всего	86
в том числе, неплановые пуски	0
перепад давлений на всасе компрессора	26
перепад давлений на выходе из турбины	52
3. КПД брутто КУ-1, всего	–2
в том числе, потери тепла от наружного охлаждения	–1
потери тепла с уходящими газами, всего	–2
в том числе, температура уходящих газов	–4

Показатель, по которому определяется РТЭ	Значение РТЭ, т у.т.
4. КПД брутто КУ-2, всего	-38
в том числе, потери тепла от наружного охлаждения	0
потери тепла с уходящими газами, всего	-37
в том числе, температура уходящих газов	-24
5. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ, всего	18
в том числе, давление пара контура высокого давления	-13
температура пара контура высокого давления	-34
температура пара контура низкого давления	7
давление отработавшего пара, направляемого в сетевой подогреватель №1	55
в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №1	43
давление пара в отборе на сетевой подогреватель №2	23
в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №2	20
расход пара контура низкого давления	-22
6. КПД брутто пикового водогрейного котла*	0
7. Затраты электроэнергии на собственные нужды, всего	105
в том числе, на собственные нужды ГТУ, всего	50
в том числе, на газодожимные компрессоры	14
на собственные нужды КУ, всего	8
в том числе, на питательные насосы контура высокого давления	-19
на питательные насосы контура низкого давления	6
на собственные нужды ПТ, всего	17
в том числе, на нужды СВГ	9
на нужды теплофикационной установки, всего	29
в том числе, на сетевые насосы	28
на нужды пикового водогрейного котла*	0
8. Затраты тепловой энергии на собственные нужды, всего	-85
в том числе, на собственные нужды ГТУ	-35
на собственные нужды КУ	-31
на собственные нужды ПТ	-14
технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям	-5
Суммарный РТЭ по ПГУ-116	123
Сумма составляющих РТЭ по ПГУ-116**	122

Примечания:

* пиковый водогрейный котел не работал в рассматриваемом месяце;

** сумма составляющих по пп.1–8 таблицы.

Полученные результаты свидетельствуют, что при использовании разработанных методик расчета наблюдается удовлетворительная сходимость баланса РТЭ: отклонение суммарного РТЭ по ПГУ, определяемого по фактическим и номинальным значениям удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и величинам этих отпусков, от суммы составляющих РТЭ по ГТУ, КУ, ПТ и затратам

энергии на собственные нужды в данном примере составило менее 1 %. Этот же вывод подтверждают и результаты расчета показателей в целом за год (рис. 3.3): сумма составляющих РТЭ за год составила 1271 т у.т., а суммарный РТЭ по ПГУ 1285 т у.т., отклонение 1%.

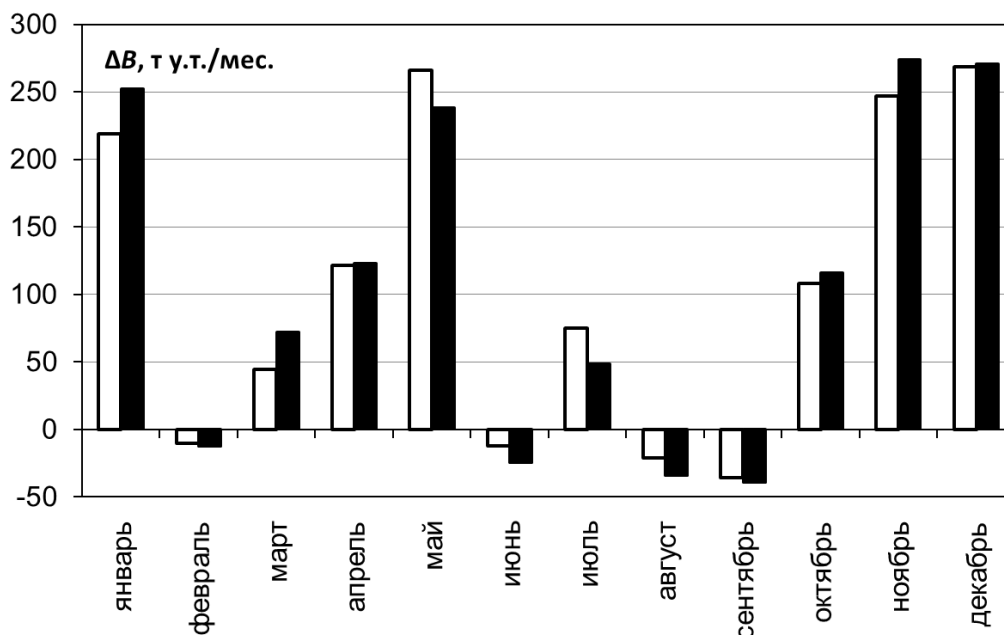


Рисунок 3.3. Результаты расчета РТЭ по ПГУ-116 по месяцам рассматриваемого года: незакрашенные столбцы соответствуют сумме составляющих РТЭ, закрашенные столбцы – суммарному РТЭ по ПГУ

Таким образом, полученные в отношении баланса РТЭ результаты позволяют использовать разработанные методики расчета составляющих РТЭ при анализе технического состояния и уровня эксплуатации оборудования ТЭС с ПГУ.

Отметим, что исходные данные для расчетов, результаты которых представлены в табл. 3.2 и на рис. 3.3, приняты по результатам предварительного сведения балансов по водопаровым трактам ПГУ и технологическим системам подогрева сетевой воды. При этом показатели ГТУ балансировке не подвергались. Влияние методики сведения балансов ГТУ на результаты расчета РТЭ будет показано в главе 4 диссертации.

3.9. Рекомендуемые формы отчётов по составляющим резерва тепловой экономичности парогазовых установок утилизационного типа

Специфика парогазового цикла требует не только соответствующих методик расчета составляющих РТЭ, отличных от методик расчета РТЭ оборудования

паросилового цикла. Требуются и иные формы отчетов о составляющих РТЭ. На практике же в большинстве случаев для ПГУ используются формы отчетов, регламентированные для паросиловых установок нормативным документом [2]. Это приводит к тому, что часть важнейших (с точки зрения возможности обеспечения анализа тепловой экономичности оборудования) составляющих РТЭ оказывается за рамками отчета. Поэтому в данном разделе приведем формы отчетов о составляющих РТЭ ПГУ утилизационного типа, разработанные с учетом предложенных методик расчета РТЭ данного оборудования. Для определенности, приведем формы отчета применительно к трехвальному дубльблоку с котлами-утилизаторами двух давлений и паровой турбиной с теплофикационным отбором пара.

Форму по составляющим РТЭ ГТУ в отчетах о тепловой экономичности оборудования предлагается приводить в виде:

Таблица 3.3

Рекомендуемая форма отчета по составляющим РТЭ ГТУ

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.			
	Всего по КПД брутто $\Delta B_{(\eta_{ГТУ})}^{бр}$	В том числе		
		Неплановые пуски $\Delta B_{(n_{пуск})}$	Перепад давлений на всасе компрессора ГТУ $\Delta B_{(\Delta P_{1кГТ})}$	Перепад давлений на выходе дымовых газов из ГТУ $\Delta B_{(\Delta P_{2тГТ})}$
1	...	...	...	...
2	...	...	...	...
...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...

Таблица 3.4

Рекомендуемая форма отчета по составляющим РТЭ КУ

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.			
	Всего по КПД брутто $\Delta B_{(\eta_{КУ})}^{бр}$	В том числе		
		Потери тепла с уходящими газами, всего $\Delta B_{(q_2^{КУ})}$	В том числе	Потери тепла от наружного охлаждения $\Delta B_{(q_5^{КУ})}$
			Температура уходящих газов $\Delta B_{(t_2^{КУ})}$	
1	...	...	...	...
2	...	...	...	...
...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...

Таблица 3.5

Рекомендуемая форма отчета по составляющим РТЭ ПТ ПГУ

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.								
	Удельный расход тепла brutto на выработку электроэнергии, всего $\Delta B_{(q_{ПТ})}^{бр}$	В том числе							Расход пара контура низкого давления $\Delta B_{(D_{НД})}$
		Давление пара контура высокого давления $\Delta B_{(P_{ВД})}$	Температура пара контура высокого давления $\Delta B_{(t_{ВД})}$	Температура пара контура низкого давления $\Delta B_{(P_{НД})}$	Давление отработавшего пара $\Delta B_{(P_2)}$	В том числе Температурный напор конденсирующего устройства $\Delta B_{(\delta t_2)}$	Давление пара в камере Т-отбора $\Delta B_{(P_T)}$	В том числе Температурный напор сетевого подогревателя $\Delta B_{(\delta t_r)}$	
1	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Таблица 3.6

Рекомендуемая форма отчета по составляющим РТЭ ПГУ в части затрат электрической энергии на собственные нужды

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.							
	Всего $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{ПГУ}})}$	В том числе				Паровые турбины, всего $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{ПТ}})}$		В том числе СВГ $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{СВГ}})}$
		Газотурбинные установки, всего $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{ГТ}})}$	В том числе Газодожимные компрессоры $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{ГДК}})}$	Котлы-утилизаторы, всего $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{КУ}})}$	В том числе			
					Питательные насосы высокого давления $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{ВД}})}$	Питательные насосы низкого давления $\Delta B_{(\text{Э}_{\text{НД}})}$		
1	...	...	...	...	...	...	...	...
2	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...	...	...	...	...

Окончание табл. 3.6

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.						
	В том числе						
	Теплофика- ционная установка, всего $\Delta B_{(Э_{\text{тепл}})}$	В том числе					
		по ПГУ, всего $\Delta B_{(Э_{\text{сн}}^{\text{ТФУ}})}$	В том числе	ПВК, всего $\Delta B_{(Э_{\text{сн}}^{\text{ПВК}})}$	В том числе		
Сетевые насосы $\Delta B_{(Э_{\text{сет}}^{\text{ТФУ}})}$	Тяга и дутье $\Delta B_{(Э_{\text{ТД}}^{\text{ПВК}})}$		Насосы рециркуляции $\Delta B_{(Э_{\text{рец}}^{\text{ПВК}})}$		Сетевые насосы $\Delta B_{(Э_{\text{сет}}^{\text{ПВК}})}$		
1	...	...	...	...	...	...	...
2	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...	...	...	...

**Рекомендуемая форма отчета по составляющим РТЭ ПГУ в части затрат
тепловой энергии на собственные нужды**

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.								
	$\Delta B_{(Q_{сн}^{ПГУ})}$	В том числе							
		Газо-турбинные установки, всего $\Delta B_{(Q_{сн}^{ГТ})}$	В том числе			Котлы-утилизаторы, всего $\Delta B_{(Q_{сн}^{КУ})}$	В том числе		
			Анти-обледенительная система $\Delta B_{(Q_{АОС})}$	Затраты на собственные нужды при пусках $\Delta B_{(Q_{пуск}^{ГТ})}$	Отопление, вентиляция и кондиционирование помещений, относящихся к ГТУ $\Delta B_{(Q_{ОВК}^{ГТ})}$		Затраты на собственные нужды при пусках $\Delta B_{(Q_{пуск}^{КУ})}$	Отопление, вентиляция и кондиционирование помещений, относящихся к КУ $\Delta B_{(Q_{ОВК}^{КУ})}$	Приготовление добавочной воды цикла $\Delta B_{(Q_{ВПУ}^{доб})}$
1	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Σ	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Окончание табл. 3.7

Ст. №	Резерв тепловой экономичности, т у.т.						
	В том числе						
	Паровые турбины, всего $\Delta B_{(Q_{сн}^{ПТ})}$	В том числе		Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям, всего $\Delta B_{(Q_{от}^{пот})}$	В том числе		
		Затраты на собственные нужды при пусках $\Delta B_{(Q_{пуск}^{ПТ})}$	Отопление, вентиляция и кондиционирование помещений, относящихся к ПТ $\Delta B_{(Q_{ОВК}^{ПТ})}$		По ПВК $\Delta B_{(Q_{от}^{пот. ПВК})}$	Приготовление подпиточной воды теплосети $\Delta B_{(Q_{ВПУ}^{ПТС})}$	Очистка возвратного конденсата и невозврат конденсата $\Delta B_{(Q_{ВПУ}^{конд})}$
1	...	...	...	...	...	...	
2	...	...	...	...	...	...	
...	...	...	...	...	...	...	
Σ	...	...	...	...	...	...	

3.10. Выводы по третьей главе

1. Разработана усовершенствованная методика расчета составляющих РТЭ оборудования ПГУ утилизационного типа, отличающаяся от известной методики корректным учетом теплосодержания топливного газа на входе в камеры сгорания ГТУ, учетом особенностей тепловых схем ПГУ с суховоздушными градирнями для охлаждения сетевой воды, а также расширенным перечнем определяемых составляющих резерва

тепловой экономичности для повышения объективности оценки технического состояния оборудования и уровня его эксплуатации.

2. Объективность оценки технического состояния и уровня эксплуатации ГТУ и ПГУ с использованием разработанной методики расчета составляющих РТЭ подтверждается удовлетворительной сходимостью баланса РТЭ – соотношением между суммарным РТЭ, вычисленным по значениям удельных расходов топлива и объемам отпуска электрической и тепловой энергии, и суммой составляющих РТЭ по отдельным агрегатам ПГУ.

3. Для обеспечения объективности результатов анализа эффективности эксплуатируемых парогазовых энергоблоков России целесообразно скорректировать отраслевые нормативных документы федерального уровня с закреплением в них единых научно обоснованных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазового цикла.

4. Для определения поправок к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности ГТУ, используемым в расчетах составляющих резерва тепловой экономичности, предложена и апробирована методика, базирующаяся на множественной линейной регрессии при обработке данных эксплуатационных наблюдений, обеспечивающая приемлемую для решения практических задач точность.

Материалы главы 3 опубликованы в работах [150, 151, 167, 168].

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ

В четвертой главе диссертации дано описание направлений практической реализации результатов исследования: реализации разработанных методик сведения материальных и энергетических балансов, расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования в составе комплексной системы мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС; апробации разработанных методик и программного обеспечения для эксплуатируемых ПГУ-116, ПГУ-120 и ПГУ-450.

4.1. Реализация разработанных методик в составе комплексной системы мониторинга показателей тепловой экономичности парогазовых установок

Первым этапом реализации разработанных методик в составе комплексной системы мониторинга показателей тепловой экономичности ПГУ являлась программная реализация предложенной в диссертации методики сведения балансов ГТУ.

Разработанная и представленная в главе 2 настоящей диссертации методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ реализована в виде программного модуля «Сведение материального и энергетического баланса ГТУ по данным АСУТП» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687086 от 11.12.2023 г.) [153].

Алгоритм программы для рекомендованного в главе 2 диссертации к практическому использованию варианта постановки задачи совместного сведения материального и энергетического балансов с учетом неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей предусматривает:

1) ввод данных о показателях работы ГТУ – результатов измерения контролируемых параметров работы оборудования; предусмотрен непосредственный ввод значений либо их выгрузка из соответствующей базы данных АСУТП ГТУ;

2) предварительные расчеты, включающие вычисление энтальпий теплоносителей с использованием встроенных функций, а также вычисление показателей, определяемых путем экспертной оценки (электромеханического КПД ГТУ $\eta_{эм}$ – по данным нормативной энергетической характеристики и соответствующих ему

электромеханических потерь $Q_{эм}$, а также потерь тепловой энергии от наружного охлаждения ГТУ Q_5);

3) вычисление границ доверительных интервалов существования действительных значений контролируемых параметров с использованием результатов их измерения (или экспертной оценки) и номинальных метрологических характеристик соответствующих измерительных комплексов – определение метрологических ограничений согласно (2.8);

4) задание предельного числа генераций решения m ;

5) генерация случайным образом вектора $Y = [Y \ Y_1]$, включающего векторы Y (2.4) и Y_1 (2.10), в пределах, установленных метрологическими ограничениями (2.8);

6) вычисление целевой функции (2.6) с учетом матрицы A (2.3); при этом диагональная матрица параметров регуляризации λ в (2.6) может быть либо поэлементно задана, либо определена предварительно, как показано в разд. 2.3 диссертации;

7) повторение итераций по пп. 5, 6 алгоритма с фиксацией минимального значения целевой функции и соответствующего ему вектора Y ;

8) выгрузка результатов расчета.

На втором этапе реализации разработанных методик в составе комплексной системы мониторинга показателей тепловой экономичности ПГУ выполнена интеграция полученной программы для ЭВМ «Сведение материального и энергетического баланса ГТУ по данным АСУТП» в разработанный ранее программный модуль «Баланс» [134].

Программный модуль «Баланс» [134] реализует разработанные в рамках диссертационного исследования Зимина А.П. [5, 11–16] методики сведения материального и энергетического балансов ТЭС традиционного паросилового цикла, а также водопарового тракта и системы подогрева сетевой воды ПГУ-ТЭС. Методика расчета, используемая в программном модуле, описана в разд. 1.5 настоящей диссертации.

В главе 1 диссертации показано, что особенности ПГУ утилизационного типа как объектов сведения балансов (взаимосвязь показателей ГТУ, КУ и ПТ) требуют решения задачи совместного сведения балансов как в ГТУ, так и водопаровом тракте ПГУ. Поэтому кажущееся целесообразным последовательное решение задачи – сведение балансов сначала для ГТУ, затем для КУ, и после этого – для ПТ, – не позволит учесть

эту взаимосвязь. Требуется именно интеграция разработанной методики сведения балансов ГТУ в разработанные ранее методики сведения балансов водопаровой части ПГУ. Возникающая при этом задача многокритериальной оптимизации формулируется и решается следующим образом:

1. Разрабатываются принципиальные тепловые схемы паросиловой части ПГУ (в большинстве случаев – две схемы, соответствующие водопаровому тракту, включающему КУ и ПТ, и тракту подогрева сетевой воды), а также моделирующие структуру этих схем графы и их матрицы инцидентности, как продемонстрировано в разд. 1.5 диссертации.

2. В рамках концепции регуляризации Тихонова формулируются оптимизационные задачи в векторной постановке, соответствующие материальному и энергетическому балансам по каждой из принципиальных тепловых схем, с учетом ограничений:

– по материальному балансу k -й тепловой схемы аналогично (1.45), (1.48), (1.49)

$$F_{M,k}(\mathbf{V}_k, \boldsymbol{\lambda}_k) = |\mathbf{A}_k \mathbf{V}_k|^2 + |\boldsymbol{\lambda}_k (\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_{0,k})|^2 \rightarrow \min, \quad (4.1)$$

$$v_{k,i} \in [v_{k,i}^{\min}; v_{k,i}^{\max}], \quad (4.2)$$

$$\Delta G_{k,j} \in [0; \Delta G_{k,j}^{\max}], \quad (4.3)$$

– по энергетическому балансу k -й тепловой схемы аналогично (1.51), (1.52), (1.53)

$$F_{E,k}(\mathbf{H}_k, \boldsymbol{\lambda}_{E,k}) = |\mathbf{A}_k \mathbf{H}_k - \mathbf{B}_k|^2 + |\boldsymbol{\lambda}_{E,k} (\mathbf{H}_k - \mathbf{H}_{0,k})|^2 \rightarrow \min, \quad (4.4)$$

$$h_{k,i} \in [h_{k,i}^{\min}; h_{k,i}^{\max}], \quad (4.5)$$

$$\Delta E_{k,j} \in [0; \Delta E_{k,j}^{\max}]. \quad (4.6)$$

Здесь $\mathbf{A}_k$ – матрица инцидентности графа, соответствующего k -й принципиальной тепловой схеме; $\mathbf{B}_k$ – матрица-столбец внешних потоков энергии для k -й принципиальной тепловой схемы; $\mathbf{V}_k$ и $\mathbf{H}_k$ – векторы соответственно массовых расходов и потоков энергии по ветвям графа, соответствующего k -й принципиальной тепловой схеме; $\mathbf{V}_{0,k}$ и $\mathbf{H}_{0,k}$ – исходные (не регуляризованные) векторы $\mathbf{V}_k$ и $\mathbf{H}_k$; $\boldsymbol{\lambda}_k$ $\boldsymbol{\lambda}_{E,k}$ – диагональные матрицы параметров регуляризации в балансах массы и энергии соответственно; индексы « i » и « j » указывают на номер ветви и номер узла графа; $v_{k,i}^{\min}$ ($v_{k,i}^{\max}$) и $h_{k,i}^{\min}$ ($h_{k,i}^{\max}$) – минимальная (максимальная) границы доверительного интервала существования действительного значения массового расхода и энтальпии соответственно, обусловленные номинальной погрешностью исправного средства измерения (или

экспертной оценки), для k -й тепловой схемы; $\Delta G_{k,j}^{\max}$ и $\Delta E_{k,j}^{\max}$ – предельно допустимый для j -го узла небаланс соответственно массы и энергии, обусловленный погрешностями средств измерений в пределах номинальных метрологических характеристик системы мониторинга, для k -й тепловой схемы.

3. В рамках разработанной в главе 2 методики с учетом (2.6), (2.4), (2.10) формулируется оптимизационная задача по балансу каждой p -й ГТУ, входящей в состав рассматриваемой ПГУ, с учетом ограничений:

$$F_{G,p}(\mathbf{Y}_{G,p}, \boldsymbol{\lambda}_{G,p}) = |\mathbf{A}_{G,p} \mathbf{Y}_{G,p}|^2 + |\boldsymbol{\lambda}_{G,p}(\mathbf{Y}_{G,p} - \mathbf{Y}_{0,G,p})|^2 \Rightarrow \min, \quad (4.7)$$

$$\mathbf{Y}_{G,p} = (B_{KC,p} \quad G_{1K,p} \quad G_{2T,p} \quad N_{ГТУ,p})^T, \quad (4.8)$$

$$\mathbf{Y}_{H,p} = \left(h_{\text{топл},p} + Q_{H,p}^p \quad h_{1K,p} \quad -h_{2T,p} \quad -\frac{1}{\eta_{5T,p}} \right), \quad (4.9)$$

$$Y_{p,i} \in [Y_{p,i}^{\min}; Y_{p,i}^{\max}], \quad (4.10)$$

$$Y_{H,p,i} \in [Y_{H,p,i}^{\min}; Y_{H,p,i}^{\max}], \quad (4.11)$$

где $\mathbf{Y}_{G,p}$, $\mathbf{Y}_{0,G,p}$ – искомое регуляризированное решение и его априорная оценка по расходам теплоносителей и электрической мощности; $\mathbf{A}_{G,p}$ – известный оператор модели системы, определяемый согласно (2.3) из элементов вектора (4.9); $\boldsymbol{\lambda}_{G,p}$ – диагональная матрица параметров регуляризации, определяемая в соответствии с подходами, изложенными в главе 2 диссертации; $Y_{p,i}^{\min}$, $Y_{p,i}^{\max}$ и $Y_{H,p,i}^{\min}$, $Y_{H,p,i}^{\max}$ – границы доверительного интервала существования действительного значения параметра, обусловленные номинальной погрешностью исправного средства измерения, для элементов векторов (4.8) и (4.9) соответственно.

4. Полученные критерии оптимизации объединяются в один интегральный аддитивный критерий:

$$F_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{\bar{K}} a_{M,k} F_{M,k}(\mathbf{V}_k, \boldsymbol{\lambda}_k) + \sum_{k=1}^{\bar{K}} a_{E,k} F_{E,k}(\mathbf{H}_k, \boldsymbol{\lambda}_{E,k}) + \sum_{p=1}^{\bar{P}} a_{G,p} F_{G,p}(\mathbf{Y}_{G,p}, \boldsymbol{\lambda}_{G,p}) \rightarrow \min, \quad (4.12)$$

где $\bar{K}$ и $\bar{P}$ – количество рассматриваемых при сведении балансов ПГУ тепловых схем и ГТУ соответственно; $a_{M,k}$, $a_{E,k}$ и $a_{G,p}$ – весовые коэффициенты критериев оптимизации, определяемые на основе анализа результатов вариантных расчетов для конкретной ПГУ; в большинстве случаев коэффициент $a_{M,k}$ может быть принят равным средней

энтальпии теплоносителя в k -й тепловой схеме, коэффициенты $a_{E, k}$ и $a_{G, p}$ равными или близкими к 1.

5. Оптимизационная задача (4.12) решается методом статистического программирования [118–123] путем многократной генерации случайным образом с учетом ограничений (4.2), (4.5), (4.10), (4.11) векторов варьируемых параметров V_k , H_k , $Y_{G,p}$ и $Y_{0,G,p}$ с последующим контролем технологических ограничений по тепловым схемам (4.3), (4.6) и, при их выполнении, расчетом целевой функции (4.12). Решению задачи соответствует вариант генерации векторов варьируемых параметров, отвечающий минимуму целевой функции.

4.2. Апробация разработанных методик и программного обеспечения применительно к энергоблокам ПГУ-116 и ПГУ-120

Разработанная и представленная в главе 2 диссертации методика сведения балансов ГТУ по результатам измерения контролируемых в ходе эксплуатации параметров, разработанная и представленная в главе 3 диссертации методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ, а также их компьютерная реализация апробированы в рамках договора на создание (передачу) научно-технической продукции для нужд ПГУ ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго».

Фактически работа по созданию комплексной системы мониторинга показателей тепловой экономичности рассматриваемой электростанции выполнялась в два этапа:

1. Первый этап выполнен в 2016-2017 годах. В рамках этого этапа были разработаны нормативные энергетические характеристики оборудования, а также методика и алгоритм сведения материального и энергетического балансов водопаровых трактов ПГУ и технологических систем подогрева сетевой воды. Некоторые результаты этой работы вошли в диссертационную работу Зимина А.П. [5]. При этом в рамках первого этапа не было предложено методики сведения балансов по ГТУ: показатели ГТУ вычислялись (взаимно увязывались) на основе некоторых выбранных пользователем опорных параметров, которые, по мнению пользователя, являлись наиболее достоверными. Кроме того, в рамках первого этапа не разрабатывалась методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ и, соответственно, результаты расчетов не верифицировались по балансу резервов тепловой

экономичности – путем сопоставления суммарного резерва тепловой экономичности, вычисленного исходя из удельных расходов топлива и отпуска энергии по ТЭС, и суммы составляющих резерва тепловой экономичности по отдельным агрегатам.

2. Второй этап выполнен в 2021-2022 годах. Здесь основной целью было уточнение методик расчета технических и технико-экономических показателей работы оборудования путем разработки методики сведения балансов ГТУ и её интеграции в ранее разработанную методику сведения балансов паросиловой части ПГУ, а также разработки методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ.

В рамках второго этапа работы соискателем разработаны методика, алгоритмы и компьютерные средства обработки результатов измерения контролируемых параметров энергоблоков по воздушному, газовому и водопаровому трактам в связке «газотурбинные установки – котлы-утилизаторы – паровая турбина» по каждому из двух энергоблоков электростанции – ПГУ-116 и ПГУ-120, – обеспечившие совместное сведение материальных и энергетических балансов с учетом разной степени достоверности контролируемых параметров и повышение тем самым точности расчета фактических и номинальных показателей тепловой экономичности оборудования. Реализация результатов работы подтверждена актом внедрения (Приложение 2).

Кроме этого, выполнена разработка методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ. Первоначально апробация этой методики проводилась и использованием данных о работе оборудования, собранных в рамках первого этапа работы, то есть по данным за 2016-2017 годы. Соответственно, эти данные учитывали результаты сведения балансов в водопаровых трактах ПГУ и технологических системах подогрева сетевой воды, но не учитывали результатов сведения балансов по ГТУ. Результаты апробации разработанной методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности для этого случая отражены в разд. 3.8 диссертации. В связи с этим, одной из задач второго этапа работы являлось исследование влияния методики сведения балансов по ГТУ на результаты расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ.

Основные сведения об оборудовании рассматриваемых энергоблоков, а также результаты предшествующих работ по сведению балансов водопарового тракта и

системы подогрева сетевой воды приведены в разд. 1.5 диссертации. Промежуточные результаты выполнения отдельных этапов работы отражены также в главах 2 и 3 диссертации. В данном разделе рассмотрим дополнительно ряд практически значимых результатов.

В качестве исходных данных для проведения расчетных исследований приняты хранящиеся в базе данных АСУ ТП ТЭС результаты измерения контролируемых при эксплуатации оборудования параметров, осредненные на отчетных интервалах времени в соответствии с действующими руководящими документами в области составления отчетности электростанций о тепловой экономичности оборудования [2–4, 8], а также руководящими документами в области метрологии и измерительных систем электростанций [135–145]. Основные исследования проведены для одного года эксплуатации ТЭС в месячном разрезе.

В табл. 4.1 в качестве примера представлены результаты вариантных расчетов показателей тепловой экономичности энергоблока ПГУ-120 за один из месяцев эксплуатации. Для иллюстрации работоспособности предложенных в диссертации методик расчет показателей выполнен для трех вариантов:

- расчет №1 (Р. №1), в рамках которого материальный и энергетический балансы сведены в полном объеме, включая балансы ГТУ, в соответствии с разд. 4.1 диссертации;
- расчет №2 (Р. №2), соответствующего сведению материального и энергетического балансов только для водопарового тракта ПГУ и технологической системы подогрева сетевой воды; при этом показатели ГТУ определены без сведения балансов в соответствии с методикой, использованной в диссертации Зимина А.П. [5];
- расчет № 3 (Р. №3), в рамках которого показатели тепловой экономичности ПГУ определены без проведения каких-либо расчетов по сведению балансов, то есть непосредственно на основе данных АСУ ТП.

Таблица 4.1

Результаты расчета показателей работы энергоблока ПГУ-120

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
1. Показатели работы ГТУ									
1.1. Расход топлива в условном исчислении, поданного в камеры сгорания ГТУ, т у.т.: - ГТУ-4	11515	11498	11498	11493	11442	11442	-0,20	-0,49	-0,49
- ГТУ-5	11523	11557	11557	11497	11444	11444	-0,23	-0,99	-0,99
1.2. Выработка электроэнергии ГТУ, тыс. кВт*ч: - ГТУ-4	32858	32851	32851	32858	32851	32851	0,00	0,00	0,00
- ГТУ-5	32851	32859	32859	32851	32859	32859	0,00	0,00	0,00
1.3. Средняя электрическая мощность ГТУ, МВт: - ГТУ-4	44,16	44,15	44,15	44,16	44,15	44,15	0,00	0,00	0,00
- ГТУ-5	44,16	44,17	44,17	44,16	44,17	44,17	0,00	0,00	0,00
1.4. Среднечасовой расход тепла в камеру сгорания ГТУ, МВт: - ГТУ-4	126,35	126,16	126,16	125,75	125,21	125,21	-0,47	-0,76	-0,76
- ГТУ-5	126,44	126,82	126,82	125,80	125,22	125,22	-0,51	-1,28	-1,28
1.5. КПД брутто ГТУ (расчет по прямому балансу), %: - ГТУ-4	34,95	35,00	35,00	35,12	35,27	35,27	0,47	0,76	0,76
- ГТУ-5	34,92	34,83	34,83	35,10	35,27	35,27	0,51	1,26	1,26
1.6. КПД брутто ГТУ (расчет по обратному балансу), %: - ГТУ-4	34,95	36,42	36,42	-	-	-	-	-	-
- ГТУ-5	34,92	36,04	36,04	-	-	-	-	-	-
1.7. Отклонение КПД брутто ГТУ при расчете по прямому и обратному балансам, % (абс.): - ГТУ-4	0,00	-1,42	-1,42	-	-	-	-	-	-
- ГТУ-5	0,00	-1,21	-1,21	-	-	-	-	-	-
1.8. Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за ГТУ, ед.: - ГТУ-4	2,94	2,87	2,87	2,95	2,93	2,93	0,45	1,97	1,97
- ГТУ-5	2,95	2,89	2,89	2,96	2,93	2,93	0,64	1,42	1,42

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
1.9. Температура уходящих газов ГТУ, °С: - ГТУ-4	539,0	538,5	538,5	538,4	539,2	539,2	-0,11	0,14	0,14
- ГТУ-5	539,3	539,9	539,9	539,0	540,2	540,2	-0,06	0,06	0,06
1.10. Расход уходящих газов ГТУ, кг/с: - ГТ-4	131,74	128,48	128,48	136,20	134,87	134,87	3,27	4,74	4,74
- ГТ-5	132,11	129,93	129,93	136,41	134,48	134,48	3,16	3,38	3,38
1.11. Расход воздуха на компрессор ГТУ, кг/с: - ГТУ-4	129,18	125,91	125,91	133,64	132,32	132,32	3,34	4,84	4,84
- ГТУ-5	129,54	127,36	127,36	133,85	131,93	131,93	3,22	3,46	3,46
1.12. Расход тепла с уходящими газами ГТУ, МВт: - ГТУ-4	79,42	77,45	77,45	79,40	78,74	78,74	-0,02	1,65	1,65
- ГТУ-5	79,70	78,53	78,53	79,63	78,72	78,72	-0,09	0,24	0,24
1.13. Затраты электроэнергии на собственные нужды ГТУ по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт*ч	2628	2629	2637	2573	2567	2567	-2,14	-2,41	-2,73
1.14. Затраты тепла на собственные нужды ГТУ по энергоблоку ПГУ-120, Гкал	834,6	835,1	835,1	853,7	846,4	846,4	2,25	1,33	1,33
2. Показатели работы КУ									
2.1. Среднечасовая выработка тепла брутто КУ, МВт: - КУ-4	63,22	61,62	61,06	63,39	63,05	63,05	0,27	2,27	3,14
- КУ-5	63,09	62,20	62,36	63,11	62,63	62,63	0,03	0,70	0,43
2.2. Потери тепла с уходящими газами КУ, %: - КУ-4	19,33	21,19	21,89	19,79	19,69	19,69	2,34	-7,62	-11,18
- КУ-5	19,60	21,09	20,89	19,82	19,72	19,72	1,13	-6,99	-5,94
2.3. Потери тепла от наружного охлаждения КУ, %: - КУ-4	0,63	0,63	0,63	0,65	0,65	0,65	2,14	2,73	2,73
- КУ-5	0,63	0,63	0,63	0,65	0,65	0,65	2,49	3,29	3,29

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
2.4. КПД brutto КУ (расчет по прямому балансу при определении выработки тепла котлом brutto по водопаровому тракту), %: - КУ-4	80,06	78,30	77,48	-	-	-	-	-	-
- КУ-5	79,79	78,18	78,48	-	-	-	-	-	-
2.5. КПД brutto (расчет по прямому балансу при определении выработки тепла котлом brutto по газовому тракту), %: - КУ-4	80,03	78,18	78,18	-	-	-	-	-	-
- КУ-5	79,77	78,28	78,31	-	-	-	-	-	-
2.6. КПД brutto (расчет по обратному балансу), %: - КУ-4	80,03	78,18	77,48	79,56	79,66	79,66	-0,60	1,86	2,74
- КУ-5	79,77	78,27	78,48	79,53	79,63	79,63	-0,30	1,70	1,44
2.7. Максимальное отклонение значений КПД brutto, рассчитанных разными способами, % (абс.): - КУ-4	0,02	0,12	0,70	-	-	-	-	-	-
- КУ-5	0,02	0,10	0,18	-	-	-	-	-	-
2.8. Температура уходящих газов КУ, °С: - КУ-4	104,8	104,8	104,8	109,4	108,8	108,8	4,24	3,72	3,71
- КУ-5	107,2	107,1	106,9	110,5	109,9	109,9	2,99	2,60	2,76
2.9. Расход пара контура высокого давления КУ, т/ч: - КУ-4	55,1	53,8	51,9	56,2	55,9	55,9	1,89	3,74	7,13
- КУ-5	56,1	55,2	54,6	57,0	56,7	56,7	1,65	2,61	3,74
2.10. Температура пара контура высокого давления КУ, °С: - КУ-4	510,0	509,8	509,9	510,0	510,0	510,0	0,00	0,04	0,02
- КУ-5	510,0	510,1	510,2	510,0	510,0	510,0	0,00	-0,02	-0,03

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
2.11. Давление пара контура высокого давления КУ, МПа (абс.): - КУ-4	7,75	7,74	7,74	7,63	7,61	7,61	-1,65	-1,70	-1,77
- КУ-5	7,74	7,76	7,75	7,62	7,59	7,59	-1,62	-2,14	-2,08
2.12. Расход пара контура низкого давления КУ, т/ч: - КУ-4	13,4	13,4	14,4	13,7	13,6	13,6	1,74	1,90	-5,79
- КУ-5	12,8	12,8	13,9	13,0	12,9	12,9	1,17	0,34	-7,92
2.13. Температура пара контура низкого давления КУ, °С: - КУ-4	223,9	223,8	223,7	223,1	223,0	223,0	-0,34	-0,37	-0,35
- КУ-5	218,8	218,9	219,0	219,8	219,6	219,6	0,47	0,31	0,29
2.14. Давление пара контура низкого давления КУ, МПа (абс.): - КУ-4	0,735	0,734	0,733	0,735	0,730	0,730	-0,05	-0,66	-0,52
- КУ-5	0,746	0,747	0,747	0,735	0,733	0,733	-1,43	-1,81	-1,81
2.15. Затраты электроэнергии на собственные нужды КУ по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт*ч	308,4	305,3	283,3	279,3	276,4	253,2	-10,42	-10,49	-11,87
2.16. Затраты тепла на собственные нужды КУ по энергоблоку ПГУ-120, Гкал	409,3	408,8	407,7	409,3	408,8	407,7	0,00	0,00	-0,01
3. Показатели работы ПТ									
3.1. Выработка электроэнергии ПТ, тыс. кВт*ч	20430	20430	20430	20891	20760	20781	2,21	1,59	1,69
3.2. Средняя электрическая мощность ПТ, МВт	27,5	27,5	27,5	28,1	27,9	27,9	2,21	1,59	1,69
3.3. Расход пара высокого давления, поступающего в ПТ, т/ч	111,2	109,0	106,5	113,2	112,6	112,6	1,77	3,17	5,42
3.4. Расход пара низкого давления, поступающего в ПТ, т/ч	26,6	26,5	28,6	24,0	23,6	21,6	-10,71	-12,23	-32,73
3.5. Температура пара высокого давления перед стопорными клапанами ПТ, °С	507,7	507,8	507,8	507,6	507,6	507,6	-0,01	-0,03	-0,04
3.6. Давление пара высокого давления перед стопорными клапанами ПТ, МПа (абс.)	7,47	7,48	7,48	7,46	7,44	7,44	-0,15	-0,56	-0,56

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
3.7. Температура пара низкого давления перед стопорными клапанами ПТ, °С	219,2	219,0	219,1	220,3	220,1	220,0	0,50	0,50	0,43
3.8. Давление пара низкого давления перед стопорными клапанами ПТ, МПа (абс.)	0,73	0,74	0,74	0,71	0,71	0,71	-1,73	-3,17	-2,93
3.9. Среднечасовая тепловая нагрузка СВГ, Гкал/ч	6,53	4,38	4,05	6,68	4,45	4,12	2,21	1,59	1,69
3.10. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ, ккал/(кВт*ч)	1174,6	1096,4	1084,2	1173,3	1095,5	1083,2	-0,11	-0,08	-0,09
3.11. Расход пара в ПСГ-1 ПТ, т/ч	65,4	64,2	56,0	64,6	64,2	63,2	-1,16	-0,08	11,39
3.12. Расход пара в ПСГ-2 ПТ, т/ч	70,2	69,0	60,1	72,5	72,0	70,9	3,23	4,27	15,24
3.13. Затраты электроэнергии на собственные нужды ПТ по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт*ч	68,7	68,7	69,5	92,7	80,0	78,1	25,92	14,06	10,94
3.14. Затраты тепла на собственные нужды ПТ по энергоблоку ПГУ-120, Гкал	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	0,00	0,00	0,00
4. Показатели работы ПВК									
4.1. Расход сожженного топлива в условном исчислении ПВК, т у.т.	287,6	287,6	287,6	293,1	293,1	293,1	1,86	1,86	1,86
4.2. Средняя тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	0,00	0,00	0,00
4.3. Потери тепла с уходящими газами ПВК, %	23,0	23,0	23,0	16,8	16,8	16,8	-36,91	-36,91	-36,91
4.4. Потери тепла от наружного охлаждения ПВК, %	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00
4.5. КПД брутто ПВК, %	84,8	84,8	84,8	83,2	83,2	83,2	-1,89	-1,89	-1,89
4.6. Затраты электроэнергии на собственные нужды ПВК, тыс. кВт*ч	38,9	38,9	39,4	35,2	35,2	35,2	-10,42	-10,48	-11,87
5. Показатели работы теплофикационной установки									
5.1. Суммарные затраты электроэнергии на нужды теплофикационной установки, тыс. кВт*ч	660,0	662,4	675,4	551,8	600,4	724,7	-19,61	-10,32	6,80

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
5.2. Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям от ПГУ-120, Гкал	131,3	131,9	134,0	131,3	131,9	134,0	0,00	0,00	0,00
6. Удельные расходы топлива									
6.1. Отпуск электроэнергии с шин по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт.ч	82475	82475	82475	82643	82616	82517	0,20	0,17	0,05
6.2. Отпуск тепла внешним потребителям по энергоблоку ПГУ-120, Гкал	56194	56194	56194	56194	56194	56194	0,00	0,00	0,00
6.3. Выработка электроэнергии по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт*ч	86140	86140	86140	86140	86140	86140	0,00	0,00	0,00
6.4. Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды по энергоблоку ПГУ-120, тыс. кВт*ч	3665	3665	3665	3497	3524	3623	-4,81	-4,02	-1,17
6.5. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПГУ-120, ккал/(кВт*ч)	2155,8	2138,7	2135,8	2226,1	2197,9	2194,8	3,16	2,69	2,69
6.6. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./ (кВт*ч)	183,3	183,5	183,4	181,8	180,6	180,5	-0,78	-1,61	-1,63
6.7. Удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг у.т./ Гкал	146,1	146,1	146,2	145,8	146,0	146,4	-0,19	-0,09	0,15
6.8. Расход условного топлива за период на отпуск электроэнергии, т у.т.	15115	15132	15129	15028	14917	14895	-0,57	-1,44	-1,57
6.9. Расход условного топлива за период на отпуск тепла, т у.т.	8211	8211	8214	8196	8204	8226	-0,19	-0,09	0,15
6.10. Расход условного топлива за период, всего, т у.т.	23325	23343	23343	23224	23121	23121	-0,44	-0,96	-0,96
7. Резервы тепловой экономичности, т у.т./мес., ввиду отклонения фактических значений показателей от их номинальных значений									
7.1. КПД брутто ГТУ-4, всего	55	88	88	-	-	-	-	-	-
в том числе, неплановые пуски	0	0	0	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
перепад давлений на всасе компрессора	56	-6	-6	-	-	-	-	-	-
перепад давлений на выходе из турбины	-1	13	13	-	-	-	-	-	-
7.2. КПД brutto ГТУ-5, всего	59	148	148	-	-	-	-	-	-
в том числе, неплановые пуски	0	0	0	-	-	-	-	-	-
перепад давлений на всасе компрессора	39	2	2	-	-	-	-	-	-
перепад давлений на выходе из турбины	19	1	1	-	-	-	-	-	-
7.3. КПД brutto КУ-4, всего	-44	137	202	-	-	-	-	-	-
в том числе, потери тепла от наружного охлаждения	-1	-2	-2	-	-	-	-	-	-
потери тепла с уходящими газами, всего	-43	139	204	-	-	-	-	-	-
в том числе, температура уходящих газов	-16	-14	-14	-	-	-	-	-	-
7.4. КПД brutto КУ-5, всего	-22	126	107	-	-	-	-	-	-
в том числе, потери тепла от наружного охлаждения	-1	-2	-2	-	-	-	-	-	-
потери тепла с уходящими газами, всего	-21	128	109	-	-	-	-	-	-
в том числе, температура уходящих газов	-11	-10	-10	-	-	-	-	-	-
7.5. Удельный расход тепла brutto на выработку электроэнергии ПТ-6, всего	6	5	5	-	-	-	-	-	-
в том числе, давление пара контура высокого давления	3	0	0	-	-	-	-	-	-
температура пара контура высокого давления	0	-1	-1	-	-	-	-	-	-
температура пара контура низкого давления	3	3	3	-	-	-	-	-	-
давление отработавшего пара, направляемого в сетевой подогреватель №1	0	0	0	-	-	-	-	-	-
в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №1	0	0	0	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
давление пара в отборе на сетевой подогреватель №2	0	0	0	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №2</i>	0	0	0	-	-	-	-	-	-
расход пара контура низкого давления	0	0	-11	-	-	-	-	-	-
7.6. КПД brutto пикового водогрейного котла ПВК-2, всего	21	21	21	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, потери тепла от наружного охлаждения</i>	0	0	0	-	-	-	-	-	-
<i>потери тепла с уходящими газами, всего</i>	21	21	21	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, температура уходящих газов</i>	-7	-7	-7	-	-	-	-	-	-
<i>коэффициент избытка воздуха в уходящих газах</i>	32	32	32	-	-	-	-	-	-
7.7. Затраты электроэнергии на собственные нужды, всего	31	26	8	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, на собственные нужды ГТУ, всего</i>	10	11	13	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, на газодожимные компрессоры</i>	0	1	1	-	-	-	-	-	-
<i>на собственные нужды КУ, всего</i>	5	5	6	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, на питательные насосы контура высокого давления</i>	1	1	1	-	-	-	-	-	-
<i>на питательные насосы контура низкого давления</i>	1	1	1	-	-	-	-	-	-
<i>на собственные нужды ПТ, всего</i>	-4	-2	-2	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, на нужды СВГ</i>	-6	-3	-3	-	-	-	-	-	-
<i>на нужды теплофикационной установки, всего</i>	20	11	-9	-	-	-	-	-	-
<i>в том числе, на сетевые насосы</i>	13	5	-17	-	-	-	-	-	-
<i>на нужды пикового водогрейного котла</i>	1	1	1	-	-	-	-	-	-

Окончание табл. 4.1

Показатель, единица измерения	Фактическое (Ф) значение показателя по вариантам расчета			Номинальное (Н) значение показателя по вариантам расчета			Отклонение (Ф) от (Н), %		
	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3	Р. №1	Р. №2	Р. №3
7.8. Затраты тепловой энергии на собственные нужды, всего	0	0	0	-	-	-	-	-	-
в том числе, на собственные нужды ГТУ	0	0	0	-	-	-	-	-	-
на собственные нужды КУ	0	0	0	-	-	-	-	-	-
на собственные нужды ПТ	0	0	0	-	-	-	-	-	-
технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям	0	0	0	-	-	-	-	-	-
7.9. Суммарный резерв тепловой экономичности по ПГУ-120	101	222	222	-	-	-	-	-	-
7.10. Сумма составляющих резерва тепловой экономичности по ПГУ-120	105	551	579	-	-	-	-	-	-
7.11. Невязка баланса по резервам тепловой экономичности	-3	-329	-357	-	-	-	-	-	-
7.12. То же, %	-3,2	-148,3	-160,8	-	-	-	-	-	-

Анализ результатов расчетов, представленных в табл. 4.1, позволяет сделать следующие выводы:

1) показатели тепловой экономичности ГТУ оказывают существенное влияние на показатели тепловой экономичности прочего оборудования и ПГУ в целом, что подтверждает необходимость совместного сведения балансов ГТУ, КУ, ПТ и другого оборудования ПГУ;

2) предложенная методика сведения балансов ГТУ, а также разработанная с её использованием методика сведения балансов ПГУ в целом позволяют обоснованно определять фактические и номинальные значения показателей тепловой экономичности отдельных агрегатов и энергоблока в целом; при этом обеспечивается взаимная увязка показателей работы агрегатов, что подтверждается удовлетворительным соответствием показателей, определяемых альтернативными способами (по прямому и обратному балансам), а также приемлемой сходимостью баланса по резервам тепловой экономичности, определяемым двумя способами: по удельным расходам топлива и отпуску энергии, а также по сумме составляющих резерва тепловой экономичности отдельных агрегатов.

Далее рассмотрим результаты исследования влияния методики сведения балансов по ГТУ на результаты расчета резервов тепловой экономичности оборудования ПГУ. В разд. 3.8 диссертации в качестве примера представлены данные по энергоблоку ПГУ-116 по балансу резервов тепловой экономичности, рассчитанных двумя способами: по удельным расходам топлива и отпуску энергии, а также по сумме составляющих резерва тепловой экономичности по отдельным агрегатам ПГУ. При этом балансы ГТУ не сводились, а показатели работы водопарового тракта и технологической системы подогрева определялись на основе результатов сведения материального и энергетического балансов (то есть по варианту Р. №2) по данным 2016-2017 годов.

В данном случае продемонстрируем результаты аналогичных расчетов (табл. 4.2 и рис. 4.1), выполненных с учетом сведения балансов ГТУ (по варианту Р. №1) по данным, полученным в рамках второго этапа работы (2021-2022 годы).

Таблица 4.2

Сводные данные по результатам расчета резервов тепловой экономичности энергоблоков ПГУ-116 и ПГУ-120 для базового года													
Показатель, по которому определяется РТЭ	Резервы тепловой экономичности (РТЭ), т у.т./мес., по месяцам												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ГОД
1. Показатели энергоблока ПГУ-116													
1.1. КПД брутто ГТУ	-10	-25	-60	-36	0	120	24	12	15	-6	-56	-37	-59
1.2. КПД брутто КУ	5	2	30	6	-25	1	-8	-3	-36	1	14	-9	-20
1.3. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ	-6	-1	3	-5	1	-1	2	1	0	-4	-11	3	-17
1.4. КПД брутто пикового водогрейного котла ПВК	-3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2
1.5. Затраты электроэнергии на собственные нужды, всего	-26	0	-36	-3	12	1	6	3	28	1	0	-3	-16
1.6. Затраты тепловой энергии на собственные нужды, всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
1.7. Суммарный РТЭ по ПГУ (по удельным расходам топлива и отпуску энергии)	-36	-30	-60	-36	0	118	24	12	15	-6	-58	-41	-96

Показатель, по которому определяется РТЭ	Резервы тепловой экономичности (РТЭ), т у.т./мес., по месяцам												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ГОД
1.8. Сумма составляющих РТЭ по ПГУ	-40	-24	-61	-37	-12	121	24	14	8	-7	-51	-44	-110
1.9. Невязка баланса по РТЭ	-4	5	-1	-1	-12	4	0	1	-7	-1	7	-4	-13
1.10. То же, % (от суммарного расхода условного топлива по энергоблоку)	-0,03	0,03	-0,01	-0,01	-0,42	0,03	0,00	0,01	-0,05	-0,01	0,03	-0,02	-0,01
2. Показатели энергоблока ПГУ-120													
2.1. КПД брутто ГТУ	113	-41	-129	-216	-207	-13	94	6	53	237	104	60	62
2.2. КПД брутто КУ	-66	-88	-11	7	-17	49	14	19	39	12	21	63	42
2.3. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ	6	-1	5	1	-1	0	0	0	0	-2	-1	6	12
2.4. КПД брутто пикового водогрейного котла ПВК	21	20	-2	0	0	0	0	0	0	0	3	19	61
2.5. Затраты электроэнергии на собственные нужды, всего	31	6	11	2	22	-36	-11	-20	-42	-6	-2	-10	-54
2.6. Затраты тепловой энергии на собственные нужды, всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
2.7. Суммарный РТЭ по ПГУ (по удельным расходам топлива и отпуску энергии)	101	-116	-124	-217	-208	-14	93	6	52	240	114	137	65
2.8. Сумма составляющих РТЭ по ПГУ	105	-104	-125	-206	-202	0	98	5	50	241	125	137	121
2.9. Невязка баланса по РТЭ	3	12	-1	11	6	13	4	-1	-3	1	11	0	56
2.10. То же, % (от суммарного расхода условного топлива по энергоблоку)	0,01	0,05	-0,01	0,05	0,03	0,11	0,02	-0,01	-0,01	0,01	0,05	0,00	0,02

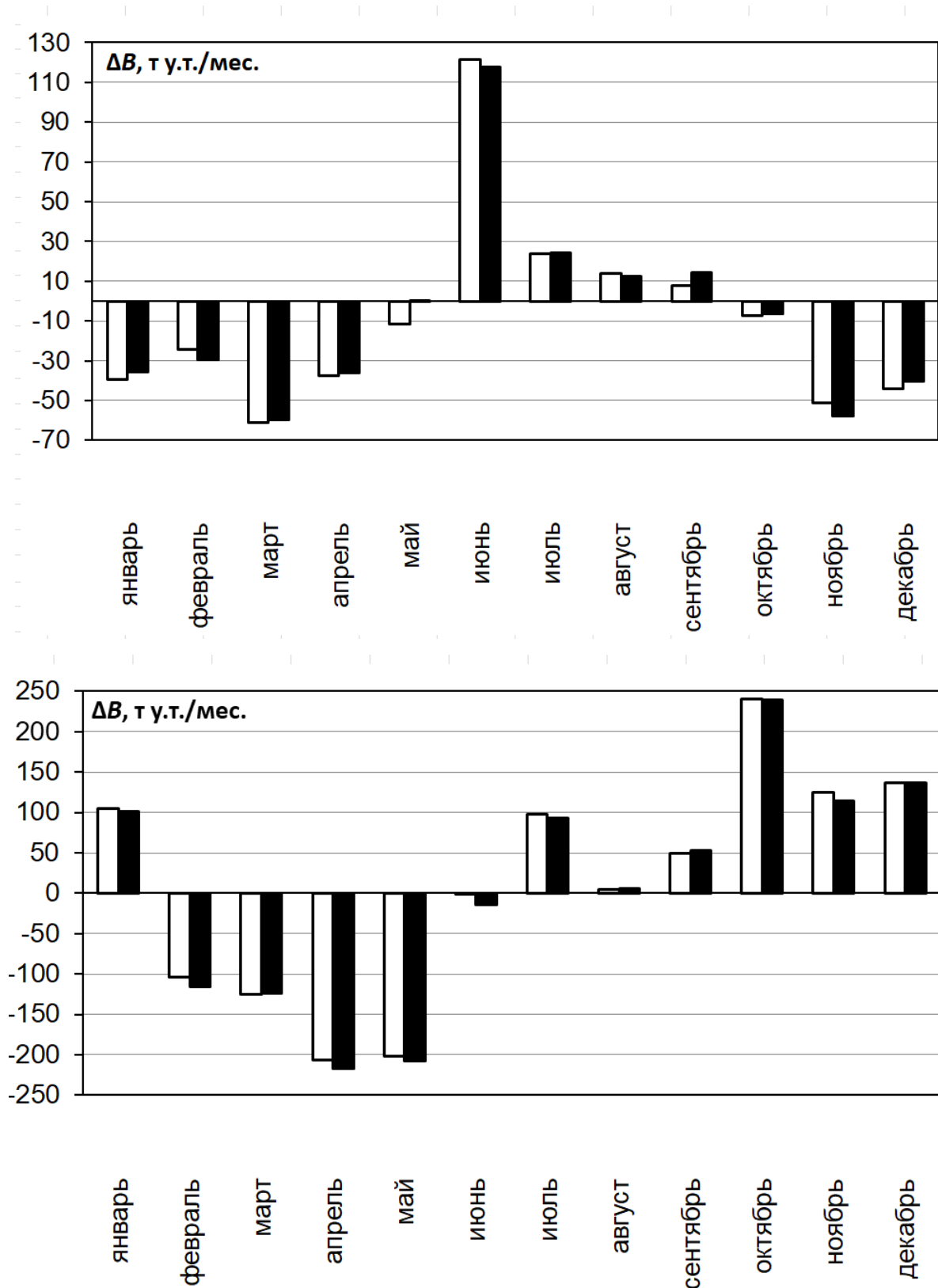


Рисунок 4.1. Сводные данные по результатам расчета резервов тепловой экономичности энергоблоков ПГУ-116 (вверху) и ПГУ-120 (внизу) для базового года: незакрашенные столбцы соответствуют сумме составляющих РТЭ, закрашенные столбцы – суммарному РТЭ по ПГУ, вычисленному по удельным расходам топлива и отпуску энергии

Анализ полученных данных и их сопоставление с данными рис. 3.3 позволяет заключить, что использование разработанной методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ при условии совместного сведения балансов ГТУ, КУ, ПТ и другого оборудования ПГУ позволяет обеспечить практически полную сходимость баланса по резервам тепловой экономичности. В большинстве рассмотренных режимов отклонение резерва тепловой экономичности, рассчитанного по удельным расходам топлива и отпуску энергии, и суммы составляющих резерва тепловой экономичности по агрегатам ПГУ меньше 0,1 % от суммарного расхода сожженного топлива. Такой результат позволяет с уверенностью говорить о возможности применения предложенных методик расчета технических и технико-экономических показателей работы оборудования для обеспечения объективного контроля его технического состояния и уровня эксплуатации ПГУ.

Для подтверждения этого вывода, а также для оценки экономических последствий из-за отсутствия сведения балансов ГТУ при расчете ТЭП ПГУ проведены аналогичные расчеты по варианту Р. №2 для тех же условий, при которых определены показатели рис. 4.1. Сопоставление полученных данных выполнено в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Сводные данные по результатам расчета резервов тепловой экономичности энергоблоков ПГУ-116 и ПГУ-120 для базового года при сведении балансов ГТУ (вариант Р. №1 – см. табл. 4.2) и при отсутствии сведения балансов ГТУ (вариант Р. №2)													
Наименование показателя	Резервы тепловой экономичности (РТЭ), т у.т./мес., по месяцам												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ГОД
1. Показатели энергоблока ПГУ-116													
1.1. Суммарный РТЭ ПГУ (по удельным расходам топлива и отпуску энергии):													
– вариант Р. №1	-36	-30	-60	-36	0	118	24	12	15	-6	-58	-41	-96
– вариант Р. №2	-36	-39	-105	-67	-7	88	-59	-39	-23	-9	-125	-119	-539
1.2. Сумма составляющих РТЭ по ПГУ:													
– вариант Р. №1	-40	-24	-61	-37	-12	121	24	14	8	-7	-51	-44	-110
– вариант Р. №2	-41	82	-62	-127	-12	59	-158	145	125	72	-11	129	201
1.3. Невязка баланса по РТЭ:													
– вариант Р. №1	-4	5	-1	-1	-12	4	0	1	-7	-1	7	-4	-13
– вариант Р. №2	-6	121	44	-60	-5	-29	-99	185	148	80	114	248	740

Наименование показателя	Резервы тепловой экономичности (РТЭ), т у.т./мес., по месяцам												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ГОД
1.4. То же, % (от суммарного расхода условного топлива по энергоблоку):													
– вариант Р. №1	-0,03	0,03	-0,01	-0,01	-0,42	0,03	0,00	0,01	-0,05	-0,01	0,03	-0,02	-0,01
– вариант Р. №2	-0,04	0,60	0,30	-0,59	-0,17	-0,26	-0,58	0,95	1,10	0,45	0,53	1,08	0,40
2. Показатели энергоблока ПГУ-120													
2.1. Суммарный РТЭ ПГУ (по удельным расходам топлива и отпуску энергии):													
– вариант Р. №1	101	-116	-124	-217	-208	-14	93	6	52	240	114	137	65
– вариант Р. №2	222	-186	-183	-273	-259	-41	89	-44	11	135	55	72	-402
2.2. Сумма составляющих РТЭ по ПГУ:													
– вариант Р. №1	105	-104	-125	-206	-202	0	98	5	50	241	125	137	121
– вариант Р. №2	551	-44	-126	-259	-203	-1	358	66	-18	254	138	4	718
2.3. Невязка баланса по РТЭ:													
– вариант Р. №1	3	12	-1	11	6	13	4	-1	-3	1	11	0	56
– вариант Р. №2	329	142	56	14	56	40	269	109	-29	119	82	-68	1121
2.4. То же, % (от суммарного расхода условного топлива по энергоблоку):													
– вариант Р. №1	0,01	0,05	-0,01	0,05	0,03	0,11	0,02	-0,01	-0,01	0,01	0,05	0,00	0,02
– вариант Р. №2	1,41	0,64	0,25	0,07	0,26	0,32	1,28	0,51	-0,17	0,53	0,36	-0,27	0,44
3. Показатели ТЭС в целом													
3.1. Суммарный РТЭ ТЭС (по удельным расходам топлива и отпуску энергии):													
– вариант Р. №1	66	-145	-184	-253	-208	104	118	19	67	234	56	96	-31
– вариант Р. №2	186	-225	-288	-340	-266	47	29	-83	-12	127	-69	-47	-941
3.2. Сумма составляющих РТЭ по ТЭС:													
– вариант Р. №1	65	-128	-186	-244	-214	121	122	19	58	233	73	92	11
– вариант Р. №2	510	37	-188	-386	-215	58	199	211	107	326	127	133	920
3.3. Невязка баланса по РТЭ:													
– вариант Р. №1	-1	17	-3	9	-6	17	4	0	-9	0	17	-4	42
– вариант Р. №2	323	263	100	-46	51	11	170	294	119	199	196	180	1861
3.4. То же, % (от суммарного расхода условного топлива по ТЭС):													
– вариант Р. №1	0,00	0,04	-0,01	0,03	-0,02	0,07	0,01	0,00	-0,03	0,00	0,04	-0,01	0,01
– вариант Р. №2	0,83	0,62	0,27	-0,14	0,21	0,05	0,45	0,72	0,39	0,50	0,44	0,38	0,42

Данные табл. 4.3 показывают, что сведение балансов по ГТУ оказывает определяющее влияние на сходимость баланса по РТЭ: невязка баланса по РТЭ по ТЭС в целом уменьшилась в 44 раза. В данном примере в случае определения ТЭП оборудования ПГУ без учета ГТУ при сведении балансов по ТЭС в целом получается суммарный РТЭ, равный (–941) т у.т./год – экономия топлива. Однако по сумме составляющих РТЭ наблюдается практически такой же перерасход топлива в 920 т у.т./год. Такой результат не позволяет сделать однозначного вывода о техническом состоянии и уровне эксплуатации оборудования. Если же учитывать ГТУ при сведении балансов, то по ТЭС в целом наблюдается экономия топлива (–31) т у.т./год, что в целом подтверждается и балансом РТЭ.

Таким образом, применение разработанной методики сведения балансов ГТУ на предварительном этапе расчета ТЭП в данном примере позволило избежать ошибки при определении РТЭ на уровне 910 т у.т./год, что при стоимости тонны условного топлива 8,07 тыс. руб/т у.т. (природный газ, цены 2023 года) эквивалентно сумме 7,344 млн. руб. Такая ошибка может быть критичной как при формировании годового плана ремонтов оборудования ТЭС, так и с точки зрения тарифных последствий для потребителей в случае, если ошибочно вычисленная экономия топлива в (–941) т у.т./год будет заложена в расчет прогнозных удельных расходов топлива на предстоящий период тарифного регулирования.

4.3. Аprobация разработанных методик и программного обеспечения применительно к энергоблоку ПГУ-450

Аprobация разработанных методик сведения балансов ГТУ и ПГУ в целом проведена также в рамках выполнения научно-исследовательских опытно-конструкторских работ по договору, заключенному между АО «Интер РАО – Электрогенерация» и ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» на разработку методики и алгоритма сведения теплового и материального балансов оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» в 2023 году.

В рамках настоящего исследования представляют интерес результаты работы в части энергоблока ПГУ-450 рассматриваемой электростанции. В состав энергоблока ПГУ-450 входит следующее основное оборудование: две ГТУ типа ГТЭ-160; два котла-

утилизатора двух давлений типа Е-229/50,2–7,85/0,59–507/227 без дожигания топлива; паротурбинная установка типа К-160-7,5. Основным и резервным топливом является природный газ.

Паротурбинная установка, работающая в составе энергоблока, – конденсационная. Тепловой схемой предусмотрен подогрев основного конденсата последовательно в конденсаторе пара уплотнений, подогревателе низкого давления, газовых подогревателях конденсата котлов-утилизаторов и деаэраторе питательной воды (рис. 4.2, 4.3).

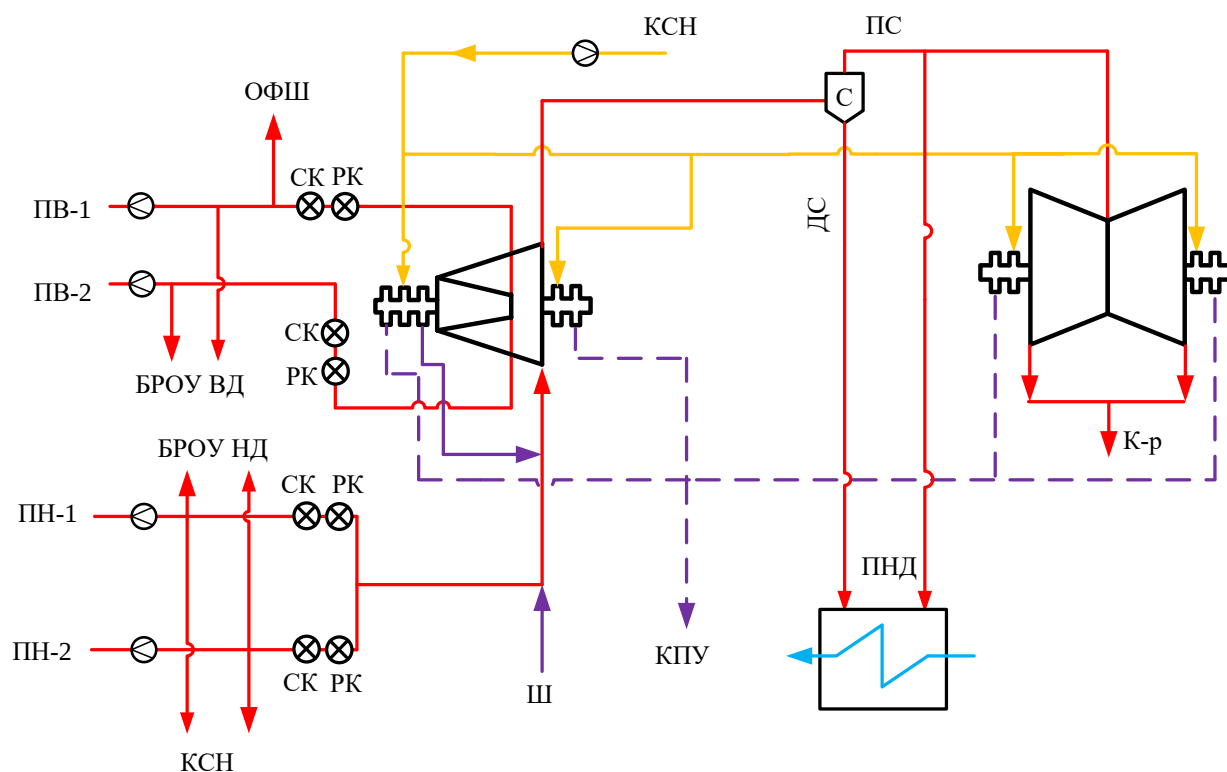


Рисунок 4.2. Балансовая схема парового тракта паротурбинной установки энергоблока ПГУ-450: ПВ-1, 2 – подвод пара высокого давления; ПН-1, 2 – подвод пара низкого давления; ОФШ – пар на обогрев фланцев и шпилек; БРОУ ВД, БРОУ НД – пар на блочную редуционно-охладительную установку соответственно высокого давления, низкого давления; СК, РК – соответственно стопорные, регулирующие клапаны; КПУ – пар на конденсатор пара уплотнений; КСН – связь с коллектором собственных нужд; С – сепаратор; ПС – пар после сепаратора; ДС – дренаж после сепаратора; К-р – пар в конденсатор; ПНД – подогреватель низкого давления; Ш – пар со штоков клапанов;  – средство измерения расхода

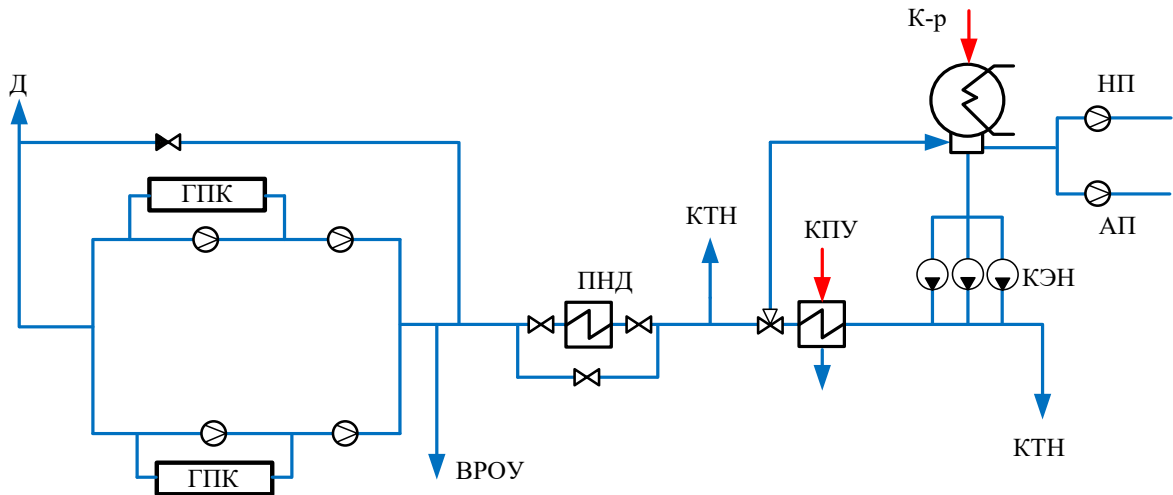


Рисунок 4.3. Балансовая схема тракта основного конденсата паротурбинной установки энергоблока ПГУ-450: НП, АП – подпитка цикла соответственно нормальная, аварийная; КЭН – конденсатные насосы; ГПК – газовый подогреватель конденсата котла-утилизатора; Д – в деаэрактор; КТН – конденсат на технологические нужды (впрыски, охлаждение, уплотнение и др.); ВРОУ – вправки в редукционно-охладительные установки; прочие обозначения те же, что на рис. 4.2

Основной конденсат после ПНД подводится к водо-водяным теплообменникам (ВВТО) каждого котла-утилизатора (рис. 4.4). ВВТО оборудованы байпасами для регулирования тепловой нагрузки. Подогретый в ВВТО конденсат поступает в первые ступени газовых подогревателей конденсата (ГПК-1), затем нагретый конденсат после ГПК-1 подводится к ВВТО для подогрева поступающего холодного конденсата. После ВВТО конденсат подводится во вторую и третью ступени газовых подогревателей конденсата (ГПК-2, ГПК-3). Из ГПК-3 конденсат подаётся в деаэрактор.

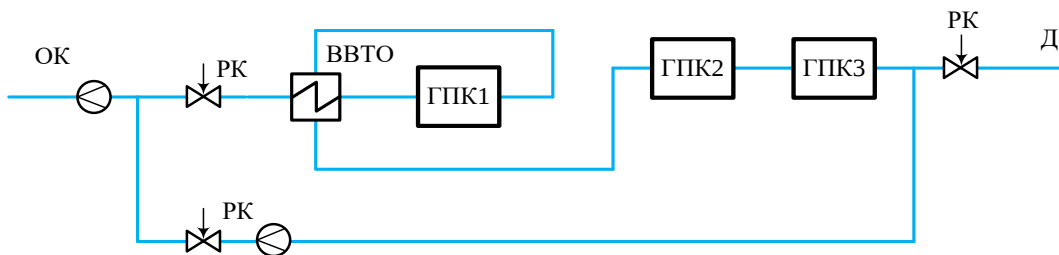


Рисунок 4.4. Балансовая схема водяного тракта газовых подогревателей конденсата котлов-утилизаторов энергоблока ПГУ-450: ОК – основной конденсат; ВВТО – водо-водяной теплообменник; ГПК1, ГПК2, ГПК3 – соответственно первая, вторая и третья ступени газового подогревателя конденсата котла-утилизатора; прочие обозначения те же, что на рис. 4.2, 4.3

В блочный паровой коллектор собственных нужд ПГУ (рис. 4.5) подается пар из контуров низкого давления котлов-утилизаторов, а также пар через редукционно-охладительную установку от пускорезервной ТЭЦ. Коллектор собственных нужд снабжает паром деаэратор питательной воды, а также систему концевых уплотнений паровой турбины ПГУ.

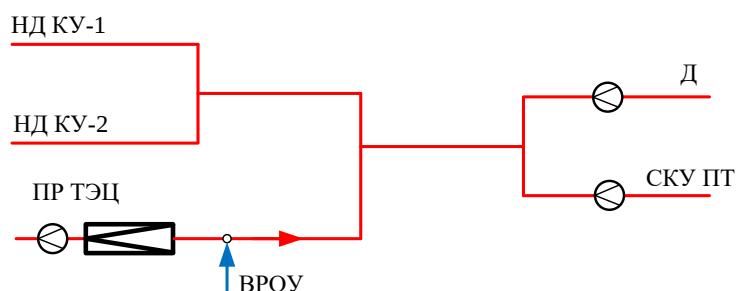


Рисунок 4.5. Балансовая схема парового коллектора собственных нужд энергоблока ПГУ-450: НД КУ-1, НД КУ-2 – связь с контурами низкого давления котлов-утилизаторов; ПР ТЭЦ – связь с пускорезервной ТЭЦ; СКУ ПТ – в систему концевых уплотнений паровой турбины ПГУ; прочие обозначения те же, что на рис. 4.2, 4.3

К особенностям рассматриваемого энергоблока ПГУ-450 можно отнести также следующее. ГТУ оборудованы антиобледенительными системами (АОС) и замкнутыми контурами подогрева воздуха (ЗКПВ) перед комплексными воздухоочистительными устройствами (КВОУ). АОС работает по схеме с отбором горячего воздуха после 16-й ступени компрессора ГТУ и вводом его в воздухоприемник КВОУ. ЗКПВ используется для подогрева воздуха перед КВОУ при температуре наружного воздуха менее $(-35)^\circ\text{C}$; теплоносителем в ЗКПВ является раствор этиленгликоля, подогреваемый сетевой водой.

Целью работы, выполненной для рассматриваемого объекта, являлась разработка методики и программного обеспечения для сведения балансов по данным эксплуатационных наблюдений. Задача решалась в соответствии с подходами, изложенными в разд. 4.1 диссертации. По результатам исследования разработана «Программа для реализации алгоритма сведения материального и теплового баланса основного оборудования и групп оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023687307) [154].

Поскольку в данном случае, в соответствии с техническим заданием на выполнение НИОКР, собственно технико-экономические показатели и резервы тепловой

экономичности не определялись, оценка эффективности разработанного программного обеспечения по сведению балансов выполнялась непосредственно по значениям невязок балансов до и после проведения расчетов по сведению балансов. В качестве исходных данных использовалась информация, содержащаяся в базе данных АСУ ТП энергоблока ПГУ-450, за 2022 год в почасовом разрезе. Все данные подвергнуты предварительной обработке: учтены систематические погрешности, для расходомерных устройств введены поправки на отличие фактических параметров среды от расчетных. В целом рассмотрено 8712 режимов работы.

Для каждого из режимов работы по каждому балансовому уравнению выполнялся расчет относительной невязки (небаланса) до и после проведения расчетов по сведению балансов. Полученные данные были представлены в виде оценок плотности распределения вероятностей [146, 147] с использованием надстройки «Анализ данных» MS Excel, отражающих вероятность попадания относительной невязки уравнения в соответствующий интервал значений. Рассмотрим некоторые результаты этих расчетов.

На рис. 4.6 представлены результаты оценки плотности распределения вероятности возникновения невязки энергетического баланса ГТУ рассматриваемого энергоблока ПГУ-450.

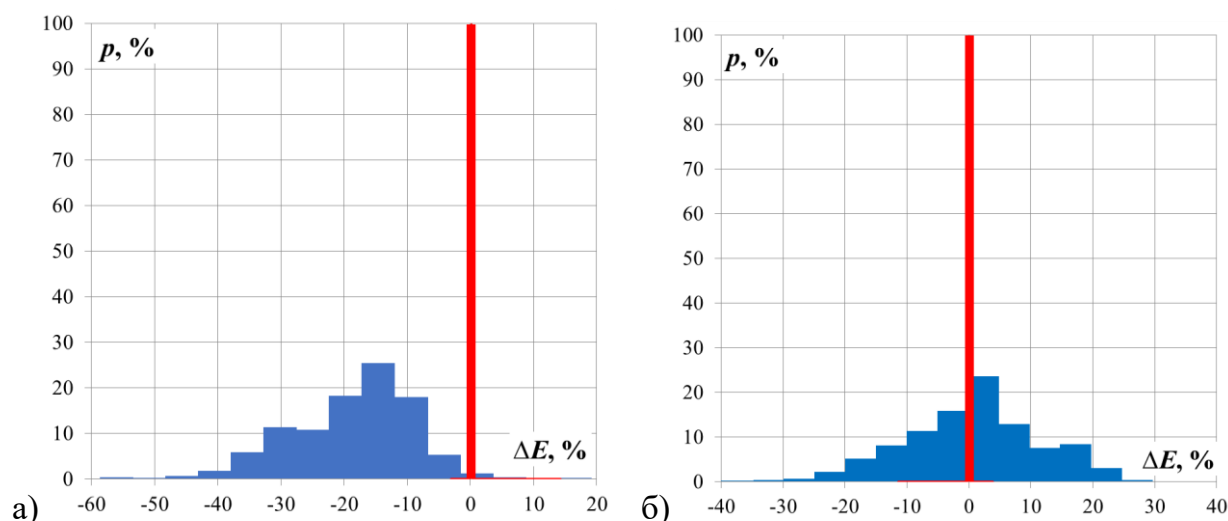


Рисунок 4.6. Оценки плотности распределения вероятности возникновения невязки энергетического баланса ГТУ энергоблока ПГУ-450: а) ГТУ-1; б) ГТУ-2; ΔE , % – относительная невязка энергетического баланса; p , % – вероятность возникновения невязки баланса; синие столбцы – до сведения балансов; красные столбцы – после сведения балансов

Полученные данные позволили сформулировать следующие выводы и рекомендации:

1. Без проведения расчетов по сведению балансов энергетический баланс ГТУ может иметь невязку в несколько десятков процентов. Очевидно, что в этом случае и КПД брутто ГТУ, рассчитанные по прямому и обратному балансам, будут существенно различаться.

2. Требуется наладка работы системы технического учёта по температуре уходящих газов за ГТУ-1. Именно некорректность измерения этого параметра, подтверждаемая также соотношением значений температуры уходящих газов за ГТУ-1 и температуры газов на входе в КУ-1, обуславливает существенную невязку энергетического баланса ГТУ по данным эксплуатационного контроля со средним значением около $(-20) \%$.

3. Сведение балансов по данным эксплуатационного контроля в соответствии с разработанной методикой позволяет добиться практически полного исключения невязки энергетического баланса ГТУ. Для обеих ГТУ с вероятностью от 99,7 до 99,8 % невязка энергетического баланса после сведения балансов не превосходит 0,04 %.

На рис. 4.7 представлены оценки плотности распределения вероятности возникновения невязки материальных балансов контуров высокого и низкого давлений, а также энергетических балансов котлов-утилизаторов энергоблока ПГУ-450. Видно, что невязки материальных балансов контуров высокого давления по данным эксплуатационного контроля велики и находятся в зоне положительных значений. По материальным балансам контуров низкого давления исходные невязки балансов преимущественно находятся в допустимых пределах $(2-3) \%$ [4]. Сведение балансов в соответствии с разработанной методикой обеспечивает практически полную сходимость как материальных, так и энергетических балансов котлов-утилизаторов.

С точки зрения обеспечения взаимной «увязки» расходов теплоносителя по тепловой схеме паротурбинной подстройки ПГУ интерес представляет также материальный баланс парового коллектора собственных нужд (рис. 4.8). Видно, что при отсутствии сведения балансов невязка баланса преимущественно превосходит по абсолютной величине 15%, что в целом характерно для коллекторов собственных нужд ТЭС. Применение методики сведения балансов ПГУ, разработанной в рамках НИОКР, позволяет обеспечить сведение баланса во всех рассмотренных режимах.

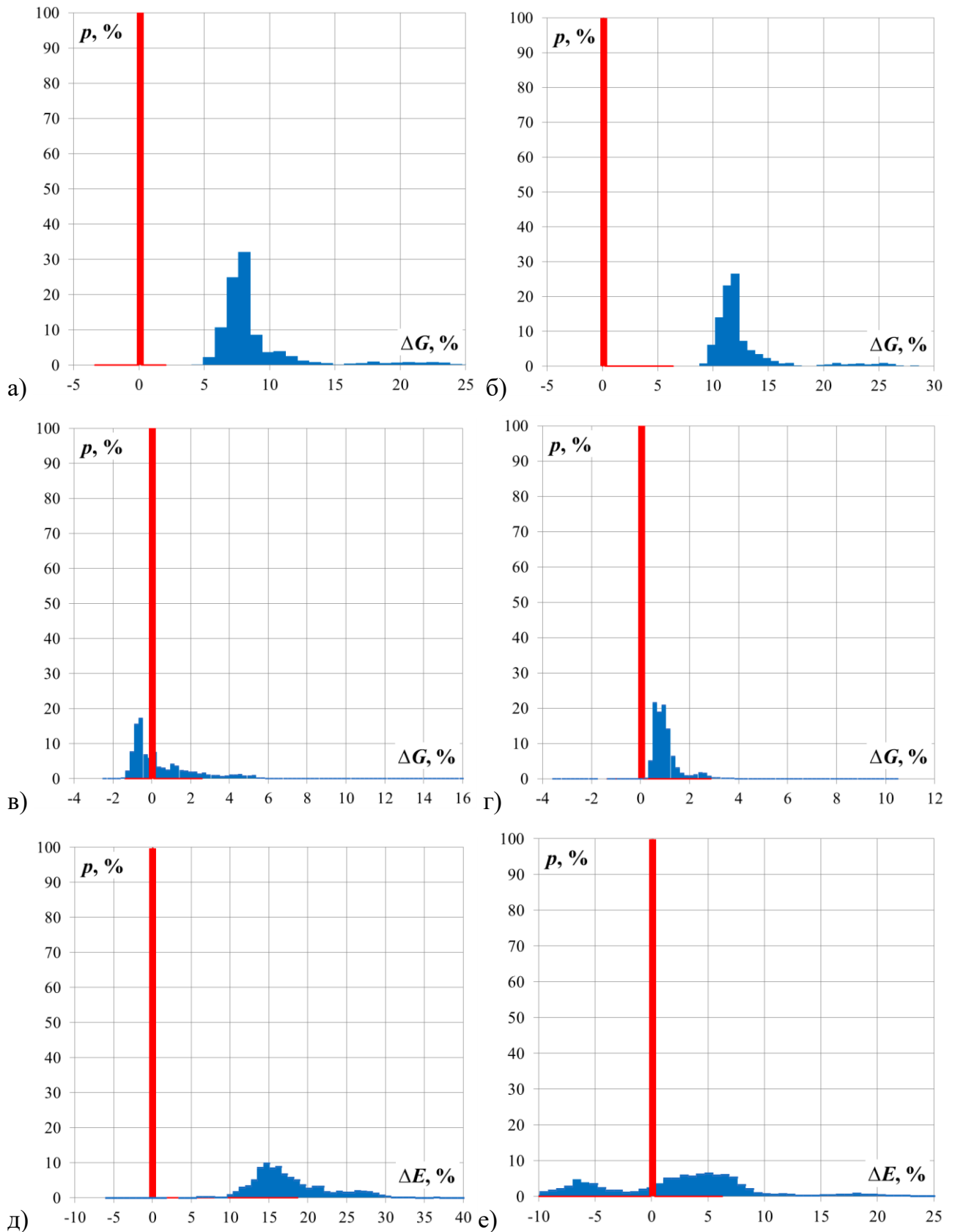


Рисунок 4.7. Оценки плотности распределения вероятности возникновения невязки материальных балансов контуров высокого (ВД) и низкого (НД) давлений, энергетического баланса котлов-утилизаторов (КУ) энергоблока ПГУ-450: а) ВД КУ-1; б) ВД КУ-2; в) НД КУ-1; г) НД КУ-2; д) КУ-1; е) КУ-2 $\Delta G, \%$ – относительная невязка материального баланса; прочие обозначения те же, что на рис. 4.6

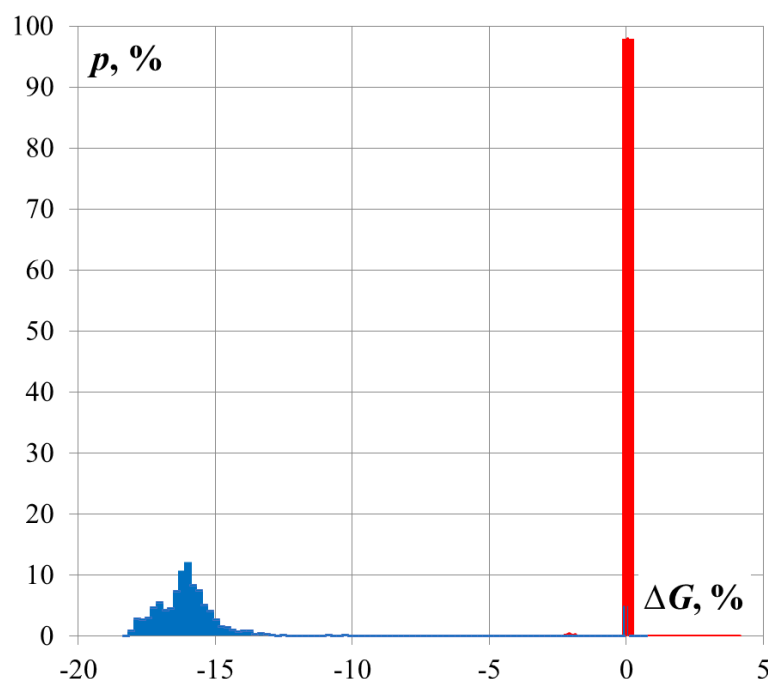


Рисунок 4.8. Оценки плотности распределения вероятности возникновения невязки материального баланса парового коллектора собственных нужд энергоблока ПГУ-450: обозначения те же, что на рис. 4.7

Таким образом, предложенная методика сведения балансов ГТУ и разработанная с ее использованием методика сведения балансов в целом по ПГУ показали эффективность для рассматриваемого энергоблока ПГУ-450. Во всех анализируемых режимах работы данного энергоблока в течение года удалось добиться сведения балансов с невязками, не превышающими заданного порогового значения 0,1%. В результате обеспечено взаимное соответствие всех технических показателей, используемых в дальнейших расчетах показателей тепловой экономичности энергоблока.

4.4. Реализация результатов работы в рамках учебного процесса

Разработанная и представленная в главе 3 диссертации методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности включена в реализуемые ИГЭУ дополнительные профессиональные образовательные программы «Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП ТЭС с парогазовыми установками» и «Повышение квалификации эксплуатационного персонала теплового цеха ПГУ» в рамках повышения квалификации специалистов электростанций и генерирующих компаний. Получен акт об использовании результатов НИР (Приложение 2).

4.5. Выводы по четвертой главе

1. Разработанная методика сведения балансов ГТУ реализована в виде программного модуля «Сведение материального и энергетического баланса газотурбинной установки по данным АСУТП» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687086 от 11.12.2023 г.).

2. Разработана методика совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом, базирующаяся на разработанной методике сведения балансов ГТУ и известной методике сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС.

3. Разработанные программный модуль и методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ интегрированы в комплексную систему мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС «Международная» с энергоблоками ПГУ-116, ПГУ-120, что обеспечило повышение объективности оценки технического состояния и уровня эксплуатации оборудования. Сведение балансов ГТУ на предварительном этапе расчета ТЭП с использованием разработанной методики позволило избежать ошибки при определении резерва тепловой экономичности на уровне 910 т у.т./год, что эквивалентно сумме 7,344 млн. руб. (в ценах 2023 года). Такая ошибка может быть критичной как при формировании годового плана ремонтов оборудования ТЭС, так и с точки зрения тарифных последствий для потребителей в случае, если ошибочно вычисленный резерв тепловой экономичности будет заложен в расчет прогнозных удельных расходов топлива на предстоящий период тарифного регулирования.

4. Разработанная методика сведения балансов по данным эксплуатационного контроля ПГУ положена в основу программного комплекса «Программа для реализации алгоритма сведения материального и теплового баланса основного оборудования и групп оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023687983 от 19.12.2023 г.), внедренного в рамках НИОКР в практику расчета ТЭП на Уренгойской ГРЭС.

5. Предложенная методика сведения балансов ГТУ, а также разработанная с её использованием методика сведения балансов ПГУ позволяют обоснованно определять фактические и номинальные значения показателей тепловой экономичности отдельных агрегатов и энергоблока в целом, обеспечивая удовлетворительное соответствие

друг другу показателей, определяемых альтернативными способами (по прямому и обратному балансам), а также приемлемую сходимость баланса по резервам тепловой экономичности, определяемым двумя способами: по удельным расходам топлива и объемам отпуска электрической и тепловой энергии и по сумме составляющих резерва тепловой экономичности отдельных агрегатов.

6. Разработанная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности включена в реализуемые ИГЭУ дополнительные профессиональные образовательные программы в рамках повышения квалификации специалистов электростанций и генерирующих компаний.

Материалы главы 4 опубликованы в работах [148–150, 152–165, 167–169].

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Проведен комплекс исследований, в рамках которого разработаны и апробированы на ряде эксплуатируемых энергоблоков методики расчета технических и технико-экономических показателей работы парогазовых установок ТЭС: методика сведения материального и энергетического балансов по результатам измерения контролируемых параметров ГТУ; методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа. Внедрение результатов исследования обеспечивает повышение эффективности эксплуатации парогазовых установок ТЭС в части точности и обоснованности определения показателей, характеризующих техническое состояние оборудования и совершенство режимов его работы.

2. В рамках подхода регуляризации Тихонова к решению некорректных задач разработана методика совместного сведения материального и энергетического балансов ГТУ по данным технического учета, позволяющая обоснованно корректировать результаты измерения контролируемых параметров исходя из условия сведения балансов по аддитивным параметрам с учетом метрологических характеристик используемых средств измерения. Предложенные варианты скалярной и векторной постановок задачи, их аналитические и численные решения апробированы применительно к условиям промышленной эксплуатации ГТУ типа GTX-100. Для реализации в комплексных системах мониторинга технико-экономических показателей ТЭС с ГТУ и ПГУ обоснован выбор варианта векторной постановки задачи с учетом неопределенности определения исходных значений расходов теплоносителей и электрической мощности, а также теплотехнических параметров теплоносителей (энтальпии, давления, температуры) и её численного решения методом статистического программирования. При этом обеспечивается рассогласование значений КПД брутто ГТУ, вычисленных по прямому и обратному балансам, не более 0,02 % (отн.). Разработанная методика сведения балансов ГТУ реализована в виде программного модуля «Сведение материального и энергетического баланса газотурбинной установки по данным АСУТП».

3. На основе предложенной методики сведения балансов ГТУ и известной методики сведения балансов в пароводяном тракте ТЭС разработана методика совместного сведения материальных и энергетических балансов по ПГУ в целом. Получены количественные характеристики влияния методики сведения балансов на показатели

тепловой экономичности оборудования энергоблоков ПГУ-116, ПГУ-120 и ПГУ-450. Доказана необходимость проведения расчетов по сведению материального и энергетического балансов совместно по всем агрегатам и технологическим системам ПГУ.

4. Разработана усовершенствованная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ПГУ утилизационного типа, отличающаяся от известной методики ПАО «Интер РАО» корректным учетом теплосодержания топливного газа на входе в камеры сгорания ГТУ, учетом особенностей тепловых схем ПГУ с суховоздушными градирнями для охлаждения сетевой воды, а также расширенным перечнем определяемых составляющих резерва тепловой экономичности для повышения объективности оценки технического состояния оборудования и уровня его эксплуатации. Применение разработанной методики обеспечивает удовлетворительное соответствие суммарного резерва тепловой экономичности, вычисленного по значениям удельных расходов топлива и объемам отпуска электрической и тепловой энергии ПГУ, и суммой составляющих резерва тепловой экономичности по отдельным агрегатам и технологическим системам ПГУ.

5. Практическая реализация результатов работы, подтвержденная тремя актами внедрения, проведена в рамках следующих направлений:

5.1. Разработанные программный модуль по сведению материального и энергетического балансов, а также методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ интегрированы в комплексную систему мониторинга технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования парогазовой ТЭС «Международная» (г. Москва) с энергоблоками ПГУ-116, ПГУ-120. В результате обеспечено повышение объективности оценки технического состояния и уровня эксплуатации оборудования, что доказывается удовлетворительным соответствием друг другу показателей, определяемых альтернативными способами (по прямому и обратному балансам), а также приемлемой сходимостью баланса по резервам тепловой экономичности с невязками менее 0,10 % от количества сожженного топлива. Сведение балансов ГТУ на предварительном этапе расчета технико-экономических показателей с использованием разработанной методики позволило избежать ошибки при определении резерва тепловой экономичности на уровне 910 т у.т./год, что эквивалентно сумме 7,344 млн. руб. (в ценах 2023 года). Такая ошибка может быть критичной как при формировании годового плана ремонтов оборудования ТЭС, так и с точки зрения тарифных последствий

для потребителей в случае, если ошибочно вычисленный резерв тепловой экономичности будет заложен в расчет прогнозных удельных расходов топлива на предстоящий период тарифного регулирования.

5.2. Разработанная методика сведения балансов по данным эксплуатационного контроля ПГУ положена в основу программного комплекса «Программа для реализации алгоритма сведения материального и теплового баланса основного оборудования и групп оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», внедренного в рамках НИОКР в практику расчета показателей тепловой экономичности на Уренгойской ГРЭС. Эффективность программного комплекса доказана в ходе поверочных расчетов 8712 различных режимов работы ПГУ-450. При сведении балансов по данным контролируемых при эксплуатации оборудования параметров обеспечена высокая точность определения технических показателей работы оборудования, что доказывается сходимостью энергетического баланса ГТУ с невязкой не более 0,04 %, материального и энергетического балансов котла-утилизатора с невязками не более соответственно 0,10 % и 0,07 %, материального баланса парового коллектора собственных нужд с невязкой не более 0,08 %.

5.3. Разработанная методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности ПГУ включена в реализуемые ИГЭУ дополнительные профессиональные образовательные программы в рамках повышения квалификации специалистов электростанций и генерирующих компаний.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы исследования диссертационной работы. Дальнейшие исследования по тематике диссертационной работы целесообразно проводить в направлении создания методов и программных средств диагностики систем мониторинга технических и технико-экономических показателей работы оборудования, оценки эффективности работы эксплуатационного персонала на основе предложенных методик сведения балансов, а также в направлении применения разработанных методик в системах оптимизации режимов работы электростанций с ПГУ с целью верификации используемых в них математических моделей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Инструкция** по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных. Утверждена приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 323.
2. **Методические** указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995 с Изм. № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
3. **Методические** указания по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения. Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 952 от 12.09.2016 г., зарегистрированном в Министерстве юстиции Российской Федерации за № 43980 10.10.2016 г.
4. **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.
5. **Зимин, А.П.** Совершенствование методики расчёта показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС : специальность 05.14.14 "Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зимин Артём Павлович, 2017. – 233 с.
6. **Ледуховский, Г.В.** Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС: Учеб. пособие / Г.В. Ледуховский, А.А. Поспелов // ФГБОУВПО «Ивановский гос. энергетич. ун-т им. В.И. Ленина». – Иваново, 2015. – 468 с.
7. **Методические** указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93.– М.: ЦПТИиТО ОРГРЭС. – 2006.– 157 с.
8. **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 : введ. в действие с 01.01.94.

9. **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.

10. **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.

11. **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.

12. **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.

13. **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.

14. **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.

15. **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.

16. **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.

17. **Реклейтис, Г.** Оптимизация в технике / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел : в 2-х кн. – Кн. 1. – М.: Мир, 1986 – 349 с.

18. **Базара, М.** Нелинейное программирование. Теория и алгоритмы / М. Базара, К. Шетти. – М.: Мир, 1982. – 584 с.
19. **Гилл, Ф.** Практическая оптимизация / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
20. **Таха, Х.А.** Введение в исследование операций : в 2-х кн. / Х.А. Таха. – М.: Мир, 1985.
21. **Дэннис, Дж.** Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений / Дж. Дэннис, Р. Шнабель. – М.: Мир, 1988. – 440 с.
22. **Зыкина, А.В.** Обратная задача оптимизации и задача Лагранжа / А.В. Зыкина // Омский научный вестник – 2005. – №2 – С.81–84.
23. **Гилязов, С.Ф.** Методы решения линейных некорректных задач / С.Ф. Гилязов. – М.: Изд. МГУ, 1987. – 120 с.
24. **Тихонов, А.Н.** Нелинейные некорректные задачи / А.Н. Тихонов, А.С. Леонов, А.Г. Ягола. – М.: Наука, 1995. – 312 с.
25. **Регуляризирующие алгоритмы и априорная информация** / под ред. А.Н. Тихонова, А.В. Гончарского, В.В. Степанова, А.Г. Яголы. – М: Наука, 1983. – 197 с.
26. **Тихонов, А.Н.** Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 285 с.
27. **Сумин, М.И.** Некорректные задачи и методы их решения / М.И. Сумин. – Нижний Новгород: Изд. Нижегород. гос. ун-та, 2009. – 298 с.
28. **Морозов, В.А.** Методы регуляризации неустойчивых задач / В.А. Морозов. – М.: Изд-во МГУ, 1987. – 216 с.
29. **Морозов, В.А.** Линейные и нелинейные некорректные задачи / В.А. Морозов // Математический анализ: Итоги науки и техники. – Т. 11. – М.: ВИНТИ, 1973. – с. 129-178.
30. **Морозов, В.А.** Регулярные методы решения некорректно поставленных задач / В.А. Морозов. – М.: Наука, 1987. – 240 с.
31. **Narasimhan, S.** Data Reconciliation & Gross Error Detection: An Intelligent Use of Process Data / S. Narasimhan, C. Jordache. – Gulf Publishing Co., Texas, USA, 2000. – 406 p.
32. **Swartz, C.** Data Reconciliation for Generalized Flowsheet Applications / C. Swartz. – In 197th National Meeting American Chemistry Society. – Dallas, Texas, USA, 1989.
33. **Montgomery, D.C.** Introduction to Statistical Quality Control / D.C. Montgomery. – John Wiley & Sons, New York, USA, 2009.
34. **Spindler, A.** Dynamic mass balancing for wastewater treatment data quality control using CUSUM charts / A. Spindler, P.A. Vanrolleghem // Water Science & Technology, 65(12), 2148–2153, 2012.

35. Mahmoud, M.A. The performance of multivariate CUSUM control charts with estimated parameters / M.A. Mahmoud, P.E. Maravelakis // *Journal of Statistical Computation and Simulation*, 2013, 83(4), 721–738.
36. **Pignatiello, J.J.** Comparisons of multivariate CUSUM charts / J.J. Pignatiello, G.C. Runger // *Journal of Quality Technology*, 1990, 22(3), 173–186.
37. **Lucas, J.M.** Fast initial response for CUSUM quality-control schemes: Give your CUSUM a head start / J.M. Lucas, R.B. Crosier // *Technometrics*, 2000, 42(1), 102–107.
38. **Corominas, L.** Performance evaluation of fault detection methods for wastewater treatment processes / L. Corominas, K. Villez, D. Aguado, L. Rieger, C. Rosen, P. Vanrolleghem // *Bio-technology and Bioengineering*, 2011, 108(2), 333.
39. **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.
40. **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.
41. **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.
42. **Щинников, П.А.** Повышение точности расчета технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования энергобалансов / П.А. Щинников, А.В. Сафронов // *Теплоэнергетика*. – 2014. – № 12. – с. 56–62.
43. **Сафронов, А.В.** Применение метода согласования балансов для повышения эффективности информационно-измерительной системы при определении технико-экономических показателей ТЭЦ : специальность 05.14.14 "Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты" : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Сафронов Антон Валерьевич. – Новосибирск, 2013. – 22 с.
44. **Овчинников, Ю.В.** Коррекция исходной информации в балансовых уравнениях методом случайного поиска при наличии граничной функции / Ю.В. Овчинников, С.Л. Елистратов, А.А. Францева, Е.Е. Бойко // *Научный вестник НГТУ* – 2017. – Т. 68, № 3. – с. 62–75
45. **Комплексные исследования энергоблоков электростанций и энергоустановок** / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, О.В. Боруш [и др.]: монография. – Новосибирский гос. техн. ун-т, 2020. – 500 с.

46. **Эксергетические** исследования и оптимизация режимов работы ТЭЦ / П.А. Щинников, О.В. Боруш, С.В. Зыков: монография. – Новосибирский государственный технический университет, 2019. – 203 с.
47. **Ноздренко, Г.В.** Техничко-экономический КПД энергоблоков ТЭЦ / Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников, О.К. Григорьева, О.В. Боруш // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2013. – № 6. – С. 16–24.
48. **Боруш, О.В.** Оценка реального расхода топлива энергоблоками ТЭЦ на основе оптимизационных расчетов их режимов работы / О.В. Боруш, С.В. Зыков, А.В. Сафронов [и др.] // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2013. – № 2(21). – С. 26–33.
49. **Самарский, А.А.** Численные методы решения обратных задач математической физики / А.А. Самарский, П.Н. Вабищевич. – 3 изд. – М.: Изд. ЛКИ, 2009. – 480 с.
50. **Сабанин, В.Р.** Алгоритм коррекции результатов измерения в программах обработки балансовых испытаний энергетических котлов / В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов, М.А. Болгов [и др.] // Сб. научн. тр. МЭИ. – М.: Издательство МЭИ. – 1998. – С. 106–112.
51. **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 [и др.] // Вестник МЭИ. – №1. – 2003. – С. 21–27.
52. **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.
53. **Репин, А.И.** Диагностика информационных подсистем АСУТП с использованием технологий искусственного интеллекта / А.И. Репин, В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов // Теплоэнергетика. – №6. – 2006.
54. **Репин, А.И.** Диагностика информационной подсистемы АСУТП ТЭЦ с использованием технологий искусственного интеллекта : специальность 05.13.06 "Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям)" : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Репин Андрей Иванович. – Москва, 2006. – 20 с.
55. **Программа** для ЭВМ «Коррекция измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей на ТЭЦ (Эффект)» / В.Р. Сабанин, Н.И. Смирнов, А.И. Репин, Э.К. Аракелян // Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ № 2003610441 от 18.02.2003 г.
56. **Бахметова, Н.А.** Обработка информации в резервированных каналах АСУТП / Н.А. Бахметова // Современные наукоемкие технологии. – 2005. – № 9. – С. 48–49.

57. **Бахметова, Н.А.** Алгоритм адаптации математической модели для оценки достоверности технологической информации в резервированных каналах АСУТП / Н.А. Бахметова // Современные наукоемкие технологии. – 2005. – № 9. – С. 35–37.
58. **Сажин, С.Г.** Методы диагностики информационно-измерительных каналов АСУТП. Идентификационный подход / С.Г. Сажин, В.П. Луконин, С.В. Токарев, Н.А. Бахметова // Контроль. Диагностика. – 2007. – № 9. – С. 61–68.
59. **Луконин, В.П.** Экспертная система, контролирующая достоверность информации в дублированных каналах АСУТП / В.П. Луконин, Н.А. Бахметова // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2008. – № 5. – С. 48–50.
60. **Сажин, С.Г.** Интеллектуальные методы диагностики информационно-измерительных каналов АСУТП / С.Г. Сажин, В.П. Луконин, Н.А. Бахметова // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 6. – С. 50–54.
61. **Сажин, С.Г.** Методы диагностики информационно-измерительных каналов АСУТП. Инвариантный подход / С.Г. Сажин, В.П. Луконин, Н.А. Бахметова // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 2. – С. 51–53.
62. **Бахметова, Н.А.** Контроль достоверности информации в дублированных информационно-измерительных каналах АСУТП : специальность 05.13.06 "Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям)" : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Бахметова Наталья Алексеевна. – Владимир, 2008. – 16 с.
63. **Воскобойников, Ю.Е.** Устойчивые методы и алгоритмы параметрической идентификации / Ю.Е. Воскобойников. – Новосибирск : Новосибирский гос. архитектурно-строительный ун-т (Сибстрин), 2006. – 180 с.
64. **Литасов, В.А.** Алгоритмы решения обратных измерительных задач при неточных исходных данных : специальность 05.13.01 "Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)", 05.13.18 "Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ" : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Литасов Василий Александрович. – Новосибирск, 2007. – 17 с.
65. **Воскобойников, Ю.Е.** Регуляризирующий алгоритм непараметрической идентификации при неточных исходных данных / Ю.Е. Воскобойников, В.А. Литасов // Научный вестник НГТУ, 2005. – №2(20). – С. 33–45.
66. **Воскобойников, Ю.Е.** Выбор параметра в регуляризирующих алгоритмах деконволюции метода наименьших полных квадратов / Ю.Е. Воскобойников, В.А. Литасов // Труды 13-й Международной Байкальской школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск, 2005. – Т.3. – С. 87–91.

67. **Воскобойников, Ю.Е.** Устойчивый алгоритм восстановления изображения при не-точно заданной аппаратной функции / Ю.Е. Воскобойников, В.А. Литасов // Автометрия. – 2006. – Т. 42, № 6. – С. 3–15.
68. **Лэ, В.Х.** Метод регуляризации Тихонова для решения обратной задачи в математической модели кинетики процесса нефтепереработки / В.Х. Лэ, А.Н. Фирсов // Вестник кибернетики. – 2022. – № 4(48). – С. 49–58.
69. **Лэ, В.Х.** Устойчивость динамической системы с приближенными параметрами, найденными методом регуляризации Тихонова / В.Х. Лэ // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2022. – № 12. – С. 429–435.
70. **Лэ, В.Х.** Методика нахождения приближенного решения для коэффициентной обратной задачи / В.Х. Лэ, Л.В. Черненькая // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2022. – № 10. – С. 274–282.
71. **Лэ, В.Х.** Алгоритм оценки отклонения между регуляризованным и точным решениями в обратных задачах / В.Х. Лэ, Л.В. Черненькая // International Journal of Open Information Technologies. – 2023. – Т.11. – № 10. – С. 6–13.
72. **Лэ, В.Х.** Обратная задача восстановления параметров математической модели с заданной погрешностью данных / В.Х. Лэ, Л.В. Черненькая // International Journal of Open Information Technologies. – 2023. – Т.11. – № 7. – С. 86–93.
73. **Лэ, В.Х.** Разработка программы решения обратной задачи восстановления параметров в математической модели процесса нефтепереработки. Часть 1 / В.Х. Лэ, Л.В. Черненькая // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2023. – № 4. – С. 144–149.
74. **Лэ, В.Х.** Разработка программы решения обратной задачи восстановления параметров в математической модели процесса нефтепереработки. Часть 2 / В.Х. Лэ, Л.В. Черненькая // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2023. – № 4. – С. 171–178.
75. **Лэ, В.Х.** Решение обратных задач восстановления параметров математической модели для синтеза управления с прогнозирующей моделью : специальность 05.13.01 "Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)", 2.3.1 "Системный анализ, управление и обработка информации, статистика" : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Лэ Ван Хуен. – Санкт-Петербург, 2024. – 22 с.
76. **Горшков, А.С.** Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А.С. Горшков – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.
77. **Цанев, С.В.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.

78. **Цанев, С.В.** Газотурбинные энергетические установки / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земцов. – М.: Издательский дом «МЭИ», 2010. – 428 с.
79. **Шельгин, Б.Л.** Котлы-утилизаторы парогазовых установок электростанций / Б.Л. Шельгин, А.В. Мошкарин. – Иваново, 2012. – 284 с.
80. **Кудинов, А.А.** Парогазовые установки тепловых электрических станций / А.А. Кудинов. – Самара: Самарский гос. технический ун-т, 2009. – 115 с.
81. **Кудинов, А.А.** Парогазовые установки тепловых электрических станций / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – Самара: Самарский гос. технический ун-т, 2014. – 210 с.
82. **Кудинов, А.А.** Парогазовые установки тепловых электрических станций / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – Самара: Самарский гос. технический ун-т, 2019. – 220 с.
83. **Кудинов, А.А.** Расчет тепловых схем парогазовых установок тепловых электростанций / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина, К.Р. Хусаинов. – М.: Научно-издательский центр ИНФРА-М, 2024. – 256 с.
84. **Кудинов, А.А.** Газотурбинные энергетические установки / А.А. Кудинов, К.Р. Хусаинов, С.К. Зиганшина. – Самара: Самарский гос. технический ун-т, 2018. – 92 с.
85. **Рабенко, В.С.** Тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа: Уч. пособие / В.С. Рабенко, И.В. Будаков, М.А. Алексеев. – Иваново: Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина, 2008. – 308 с.
86. **Рабенко, В.С.** Термодинамические циклы газотурбинных установок: Уч. пособие / В.С. Рабенко. – Иваново: Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина, 2008. – 124 с.
87. **Шигапов, А.Б.** Стационарные газотурбинные установки тепловых электрических станций: Уч. пособие / А.Б. Шигапов : 2-е изд., доп., перераб.. – Казань: Казанский гос. энерг. ун-т, 2009. – 415 с.
88. **Рудаченко, А.В.** Газотурбинные установки: Уч. пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, С.С. Байкин [и др.]: Томский политех. ун-т. – Томск : Изд-во Томского политех. ун-та, 2008. – 138 с.
89. **Зысин, Л.В.** Парогазовые и газотурбинные установки: Уч. пособие / Л.В. Зысин: Санкт-Петербургский гос. политех. ун-т, нац. исслед. ун-т. – С.-Пб.: Изд-во Политех. ун-та, 2010. – 377 с.
90. **Арсеньев, Л.В.** Газотурбинные установки. Конструкции и расчет / Л.В. Арсеньев, Ф.С. Бедчер, И.А. Богов [и др.]. – Л.: Машиностроение, 1978. – 232 с.
91. **Методические указания по составлению энергетических характеристик оборудования и определению расчетных удельных расходов топлива газотурбинных электростанций (РД 34.09.151) (актуализация от 01.12.2013 г.).**

92. **ГОСТ Р 52782-2007** (ИСО 2314). Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания.
93. **ГОСТ 20440-75**. Установки газотурбинные. Методы испытаний (актуализация от 12.02.2016 г.).
94. **Качан, А.Д.** Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. – Минск: Высш. шк., 1985. – 176 с.
95. **Качан, А.Д.** Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев – Минск: Высш. шк., 1982. – 318 с.
96. **Андрющенко, А.И.** Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций / А.И. Андрющенко, Р.З. Аминов – М.: Высш. шк., 1983. – 255 с.
97. **Мошкарин, А.В.** Анализ тепловых схем ТЭС / А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников. – Иваново: ИГЭУ. – 2010. – 458 с.
98. **Мошкарин, А.В.** Методы анализа тепловой экономичности и способы проектирования энергетических объектов тепловых электростанций : дисс. ... докт. техн. наук / А.В. Мошкарин. – Иваново: ИГЭУ. – 1995. – 410 с.
99. **Замалеев, М.М.** К оценке тепловой экономичности энергоблоков повышенной эффективности / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 6. – С. 43–46.
100. **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.
101. **Шарапов, В.И.** Методика оценки энергетической эффективности структурных изменений в тепловых схемах ТЭС / В.И. Шарапов // Труды Академэнерго. – 2015. – № 2. – С. 27–37.
102. **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.
103. **Калмыков, М.В.** О возможных подходах к методологии распределения затрат сжигаемого топлива между отпускаемыми электрической и тепловой энергией / М.В. Калмыков // Энергетик. – 2010. – № 6. – С. 13–15.
104. **Ледуховский, Г.В.** Энергетические характеристики оборудования ТЭС / Г.В. Ледуховский, А.А. Поспелов. – Иваново: Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина, 2014. – 232 с.
105. **Щепетильников, М.И.** О расчетах эффективности усовершенствования тепловых схем. / М.И. Щепетильников, Д.И. Азбель // Электрические станции. – 1965. – №6. – С. 41–44.

106. **Рубинштейн, Я.М.** Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанций / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников – М.: Энергия. – 1969. – 223 с.
107. **Щепетильников, М.И.** Влияние режимных факторов на коэффициенты ценности тепла / М.И. Щепетильников // Электрические станции. – 1977. – №3. – С. 41–44.
108. **Рубинштейн, Я.М.** Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников. – М.: Энергоиздат. – 1982. – 271 с.
109. **Урин, В.Д.** Энергетические характеристики для оптимизации режимов электростанции и энергосистем / В.Д. Урин, П.П. Кутлер. – М.: Энергия. – 1974. – 136 с.
110. **Рыжкин, В.Я.** Тепловые электрические станции: Учеб. для вузов / В.Я. Рыжкин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 328 с.
111. **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.
112. **Овчинников, Ю.В.** Анализ и оптимизация технико-экономических и экологических параметров ТЭС : специальность 05.14.01 "Энергетические системы и комплексы" : дисс. ... докт. техн. наук / Овчинников Юрий Витальевич. – Новосибирск, 1999. – 60 с.
113. **Божко, В.В.** Эксплуатационная диагностика теплового состояния и экономичности паровых турбин ТЭС и АЭС / В.В. Божко, А.Н. Коваленко, В.М. Ляпунов, Л.А. Хоменок // Теплоэнергетика. – 2016. – № 5. – С. 45–50.
114. **Буров, В.Д.** Оценка влияния предварительного подогрева топлива на показатели тепловой экономичности ПГУ-КЭС / В.Д. Буров, А.С. Красичков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2021. – № 3(131). – С. 14–18.
115. **Боруш, О.В.** Технология централизованного производства электроэнергии и теплоты. Тепловая экономичность паротурбинных энергоблоков / О.В. Боруш, О.К. Григорьева. – Новосибирск: Новосибирский гос. технический ун-т, 2024. – 75 с.
116. **Фролов, М.С.** Проблемы разработки нормативно-технической документации по топливоиспользованию и пути их решения / М.С. Фролов, А.А. Павлов, Н.В. Иванов // Энергетик. – 2023. – № 7. – С. 44–46.
117. **МТ-050-2.** Методика «Формирование отчета энергопредприятия о тепловой экономичности оборудования и по проведению энергетического анализа» АО «Интер РАО - Электрогенерация».
118. **Вентцель, Е.С.** Исследование операций: задачи, принципы, методология / Е.С. Вентцель. – М.: Дрофа. – 2004. – 207 с.
119. **Беллман, Р.** Динамическое программирование и современная теория управления / Р. Беллман. – Москва: Наука, 1969. – 118 с.

120. **Таха, Х.** Введение в исследование операций / Х. Таха, А. Хэмди. – Москва: Издательский дом «Вильямс», 2007. – 901 с.
121. **Аркин, П.А.** Исследование операций / П.А. Аркин, К.А. Соловейчик, К.Г. Аркина. – С.-Пб.: Санкт-Петербургский политех. ун-т Петра Великого, 2016. – 232 с.
122. **Ржевский, С.В.** Исследование операций / С.В. Ржевский. – С.-Пб.: Изд-во «Лань», 2013. – 480 с.
123. **Кузнецов, А.В.** Высшая математика. Математическое программирование / А.В. Кузнецов, В.А. Сакович, Н.И. Холод. – М.: Выш. шк., 1994. – 286 с.
124. **Кузнецов, Н.В.** Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Н.В. Кузнецов, И.Е. Дубовский, В.В. Митор / под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
125. **Резников, М.И.** Паровые котлы тепловых электростанций / М.И. Резников, Ю.М. Липов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 240 с.
126. **Тепловой расчёт котлов** / под ред. Г.М. Кагана. – 3-е изд., перераб. и доп. – С.-Пб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 260 с.
127. **Сахаров, А.М.** Тепловые испытания паровых турбин / А.М. Сахаров. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.
128. **Щегляев, А.В.** Паровые турбины / А.В. Щегляев. – М.: Энергия, 1967. – 368 с.
129. **МТ 34-70-027-86.** 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: разраб. СПО Союзтехэнерго, с изм. № 1: разраб. СПО ОРГРЭС.
130. **СО 34.30.739.** Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами: разраб. СПО Союзтехэнерго, 1981.
131. **Корн, Г.** Справочник по математике. Для научных работников и инженеров / Г. Корн. – М.: Наука, 1973. – 832 с.
132. **Дрейпер, Н.** Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – В 2 кн. – Кн. 1. Пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 366 с.
133. **Дрейпер, Н.** Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – В 2 кн. – Кн. 2. Пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 352 с.
134. **Программа для ЭВМ «Баланс»** / Барочкин Е.В., Ледуховский Г.В., Зимин А.П., Борисов А.А., Горшенин С.Д., Жуков В.П.. // Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2017617102 от 23.06.2017 г.

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

136. **Нормы** погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций: РД 153-34.0-11.337-97. – М.: ОРГРЭС. – 1997. – 16 с.

137. **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.

138. **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 : введ. в действие с 01.01.05. – М.: Изд-во стандартов. – 2005. – 15 с.

139. **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.

140. **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.

141. **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.

142. **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.

143. **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.

144. **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.

145. **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.

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

147. **Бендат, Дж.** Прикладной анализ случайных данных / Дж. Бендат, А. Пирсол.; перевод с англ. д-ра физ.-мат. наук В.Е. Привальского, А.И. Кочубинского, под ред. акад. И.Н. Коваленко. – М.: Изд-во «Мир». – 1989. – 540 с.

ПУБЛИКАЦИИ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научные статьи, опубликованные в изданиях по списку ВАК

148. **Зиновьева, А.С.** Методика совместного сведения материального и энергетического балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности газотурбинных технологий / **А.С. Зиновьева**, С.Д. Горшенин, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков // Вестник ИГЭУ, 2023, вып. 1. с. 5–10.

149. **Зиновьева, А.С.** Векторная постановка задачи совместного сведения материального и энергетического балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности газотурбинных установок / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, С.И. Шувалов // Вестник ИГЭУ, 2023, вып. 5. с. 5–11.

150. **Зиновьева, А.С.** Разработка методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, Е.В. Зиновьева, С.Д. Горшенин, А.А. Борисов // Вестник ИГЭУ, 2024, вып. 5. с. 5–13.

151. Федоров, Д.С. Определение поправок к показателям тепловой экономичности ГТУ при разработке нормативных энергетических характеристик по данным эксплуатационных наблюдений / Д.С. Федоров, **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Вестник ИГЭУ, 2025, вып. 2. с. 5–11.

152. **Зиновьева, А.С.** Сведение материального и энергетического балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности ГТУ с учетом неопределенности результатов измерения теплотехнических параметров теплоносителей / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, А.А. Борисов, С.Д. Горшенин // Вестник ИГЭУ, 2025, вып. 3. с. 5–12.

Результаты интеллектуальной деятельности

153. Ледуховский, Г.В. Программа для ЭВМ: «Сведение материального и энергетического баланса газотурбинной установки по данным АСУТП» / Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков,

А.С. Зиновьева // Свид. о госу­дарств. регистр. программы для ЭВМ № 2023687086 : зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 11.12.2023.

154. Борисов, А.А. Программа для ЭВМ: «Программа для реализации алгоритма сведения материального и теплового баланса основного оборудования и групп оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» / А.А. Борисов, С.Д. Горшенин, Г.В. Леду­ховский, **А.С. Зиновьева** // Свид. о госу­дарств. регистр. программы для ЭВМ № 2023687983 : зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 19.12.2023.

Тезисы и полные тексты докладов конференций

155. **Зиновьева, А.С.** Проблема сведения балансов при обработке экспериментальных данных по парогазовым установкам ТЭС / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Леду­ховский // Теплоэнергетика // Семнадцатая всеросс. (девятая междунар.) науч.-техн. конф. студ., асп. и молодых ученых «Энергия-2022»: Матер. конф. В 6 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2022. – 215 с. – С. 22.

156. **Зиновьева, А.С.** Влияние метода сведения материального и энергетического балансов на фактические показатели ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Леду­ховский // Теплоэнергетика // Семнадцатая всеросс. (девятая междунар.) науч.-техн. конф. студ., асп. и молодых ученых «Энергия-2022»: Матер. конф. В 6 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2022. – 215 с. – С. 23.

157. **Зиновьева, А.С.** О сведении материального и энергетического балансов при расчете показателей тепловой экономичности парогазовых установок / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Леду­ховский // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности // II науч.-техн. конф. студ. и асп. с междунар. участием (г. Ульяновск, 30 сентября 2022 г.) : Сб. науч. трудов. – Ульяновск : УлГТУ, 2022. – 267 с. – С. 140–143.

158. Леду­ховский, Г.В. Совершенствование методик сведения материального и энергетического балансов по паротурбинным и газотурбинным установкам ТЭС в задачах расчета показателей тепловой экономичности оборудования / Г.В. Леду­ховский, **А.С. Зиновьева**, С.Д. Горшенин, В.П. Жуков, А.П. Зимин // Расчет и анализ технико-экономических показателей (ТЭП) электростанций и генерирующих компаний в современных условиях. Перспективы совершенствования и оптимизации нормативно-технической документации по топливоиспользованию (НТД ТИ): Сб. докл. / под общ. ред. канд. техн. наук Н.В. Иванова // Всеросс. науч.-техн. конф. – М.: ОАО «ВТИ», 2022. – 126 с. – С.77–85.

159. **Зиновьева, А.С.** Методика сведения материального и энергетического балансов при расчете фактических показателей тепловой экономичности ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Леду­ховский // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-

энергетическом комплексе: Матер. Национальной с междунар. участием науч.-практ. конф. студ., асп., ученых и специалистов (20-22 декабря 2022 г.). В 2-х т. Т. 1 / отв. ред. А.Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 306 с. – С. 178–181.

160. **Зиновьева, А.С.** Методика сведения материального и энергетического балансов при расчете технико-экономических параметров ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Энергетика и энергосбережение: теория и практика : Сб. матер. VII Междунар. науч.-практ. конф., 7-9 декабря 2022. [Электронный ресурс] / Под ред.: Р.В. Беляевский, И.А. Лобур. – Кемерово : КузГТУ, 2023. – 132-1-5. – URL: <https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energ/2023/energ/pages/sections.htm>.

161. **Зиновьева, А.С.** Сведение материального и энергетического балансов при расчете ТЭП ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика : Двадцать девятая Междунар. науч.–техн. конф. студ. и асп.: Тез. докл. – М.: ООО «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2023. – 1240 с. С. 901.

162. **Зиновьева, А.С.** Разработка методики анализа достоверности данных системы технического учета показателей работы ГТУ в рамках концепции регуляризации Тихонова при решении некорректных задач / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, А.А. Борисов // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии // Междунар. науч.- техн. конф. «XXII Бенардосовские чтения»: 31 мая-2 июня 2023 г. Материалы конф.. Т 2 / Под. ред. Г.В. Ледуховского, В.В. Тютикова, В.А. Шуина [и др.]. – Иваново: ФГБОУ ВО «Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2023. – 468с. С. 58–61.

163. **Зиновьева, А.С.** Регуляризация материальных и энергетических потоков в газотурбинных установках при расчете фактических показателей тепловой экономичности оборудования / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, А.А. Борисов // Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики: III Всеросс. науч.-техн. конф. с междунар. участием (г. Ульяновск, 9 - 11 октября 2023): Сб. тр. конф. – Ульяновск: УлГТУ, 2023. – 124 с. С. 81-85.

164. **Зиновьева, А.С.** Методика сведения материального и энергетического балансов в векторной постановке при расчете фактических показателей тепловой экономичности ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: Матер. Национальн. с междунар. участием науч.-практ. конф. студ., асп., ученых и специалистов (20-22 декабря 2023 г.) / отв. ред. А.Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 401 с. – С. 97–100.

165. **Зиновьева, А.С.** Сведение материального и энергетического балансов в векторной постановке при расчете технико-экономических показателей ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: Сб. матер. VIII Междунар.

науч.-практ. конф., 6 – 8 декабря 2023. [Электронный ресурс] / Под ред.: Р.В. Беляевский, И.А. Лобур. – Кемерово : КузГТУ, 2024. – С. 145-1-5. – URL: <https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energ/2024/energ/index.htm>.

166. **Зиновьева, А.С.** Об особенностях расчета фактических показателей ГТУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Теплоэнергетика // Девятнадцатая всеросс. (одиннадцатая международная) науч.-техн. конф. студ., асп. и молодых ученых «Энергия-2024»: Матер. конф. В 6 т. Т.1 – Иваново: ФГБОУ ВО «Ивановский гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2024. – 160 с. – С. 9–10.

167. **Зиновьева, А.С.** Совершенствование методики расчета резервов тепловой экономичности парогазовых установок / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский // Энергоэффективные технологии в строительстве, энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве : V науч.-техн. конф. студ. и асп. с междунар. участием (г. Ульяновск, 30 сентября 2024 г.) : Сб. науч. тр. – Ульяновск : УлГТУ, 2024. – 210 с. С. 54–58.

168. **Зиновьева, А.С.** Совершенствование оценки резервов тепловой экономичности ПГУ / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, С.Д. Горшенин, А.А. Борисов // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии // Междунар. науч.-техн. конф. «XXIII Бенардосовские чтения»: 29-31 мая 2025 г. Матер. конф. Т 2 / Под. ред. Г.В. Ледуховского, В.В. Тютикова, В.А. Шуина [и др.]. – Иваново: ФГБОУ ВО «Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2025. – 408с. С. 65–67.

169. **Зиновьева, А.С.** Регуляризация материальных и энергетических потоков ГТУ с учетом неопределенности измерения расходов и теплофизических параметров теплоносителей / **А.С. Зиновьева**, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков, Е.В. Барочкин // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии // Междунар. науч.-техн. конф. «XXIII Бенардосовские чтения»: 29-31 мая 2025 г. Матер. конф. Т 2 / Под. ред. Г.В. Ледуховского, В.В. Тютикова, В.А. Шуина [и др.]. – Иваново: ФГБОУ ВО «Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина», 2025. – 408с. С. 68–71.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Свидетельства о государственной регистрации
программ для ЭВМ, разработанных в рамках
диссертационного исследования**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023687086

**«Сведение материального и энергетического баланса
газотурбинной установки по данным АСУТП»**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Авторы: *Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Жуков
Владимир Павлович (RU), Зиновьева Анастасия
Сергеевна (RU)*



Заявка № 2023686340

Дата поступления 28 ноября 2023 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 11 декабря 2023 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023687983

**«Программа для реализации алгоритма сведения
материального и теплового баланса основного
оборудования и групп оборудования филиала
«Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО -
Электрогенерация»**

Правообладатель: *Акционерное общество «Интер РАО -
Электрогенерация» (RU)*

Авторы: *Борисов Антон Александрович (RU), Горшенин Сергей
Дмитриевич (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU),
Зиновьева Анастасия Сергеевна (RU)*

Заявка № **2023687307**

Дата поступления **05 декабря 2023 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **19 декабря 2023 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Документы, подтверждающие
практическую реализацию
результатов работы**



УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ООО «Ситиэнерго»

Зароченцев А.Г.

«10» сентября 2021 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Настоящим подтверждается, что коллективом сотрудников ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» (ИГЭУ) в составе д-ра техн. наук Ледуховского Г.В. (руководитель темы), д-ра техн. наук Жукова В.П. (научный консультант); канд. техн. наук Горшенина С.Д., канд. техн. наук Барочкина А.Е., магистранта Зиновьевой А.С., аспиранта Бубнова К.Н. (исполнители работы) в рамках договора на создание (передачу) научно-технической продукции №1095-СЭ от 07.06.2021 г. выполнен пересмотр нормативно-технической документации по топливоиспользованию, алгоритмов сведения пароводяного, теплового, топливного, электрического балансов, расчета фактических технико-экономических показателей ПГУ ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго».

В рамках работы применительно к условиям эксплуатации оборудования парогазовых установок и пиковых водогрейных котлов ТЭС «Международная» использованы следующие научные разработки ИГЭУ:

1. Методика, алгоритмы и компьютерные средства для совместного сведения материальных и энергетических балансов по водному теплоносителю и газовым примесям в технологических системах паросиловой подстройки электростанции по результатам измерения контролируемых параметров (Горшенин С.Д., Зиновьева А.С. при научном руководстве Ледуховского Г.В.), обеспечившие получение достоверной информации о показателях работы оборудования за фактически отработанные периоды эксплуатации.

2. Методика, алгоритмы и компьютерные средства обработки результатов измерения контролируемых параметров по воздушному, газовому и водопаровому трактам в связке «газотурбинные установки – котлы-утилизаторы – паровая турбина» (Зиновьева А.С. при научном руководстве Ледуховского Г.В.), обеспечившие совместное сведение материальных (по воздуху, топливу, дымовым газам, водному теплоносителю) и энергетических (по тепловой и электрической мощности) балансов с учетом разной степени достоверности контролируемых параметров и повышение тем самым точности расчета фактических показателей тепловой экономичности оборудования.

3. Матричные математические модели энергетического оборудования и средства их компьютерной поддержки (Барочкин А.Е., Бубнов К.Н. при научном руководстве Жукова В.П., Ледуховского Г.В.), позволившие провести актуализацию нормативных

энергетических характеристик на основе массивов сбалансированных данных по измеряемым параметрам за длительный период эксплуатации.

4. Математические модели и средства анализа многопоточных многоступенчатых теплообменных установок и технологических систем ТЭС (Барочкин А.Е. при научном руководстве Жукова В.П.), использованные при определении не измеряемых параметров работы оборудования.

По результатам работы обоснован расчетами суммарный резерв тепловой экономичности, выявлены причины его появления, указаны способы устранения.

Заместитель начальника ОАС
По учёту и режимам
ООО «Ситиэнерго»



Д.Н. Кузнецов

УТВЕРЖДАЮ:

Врио директора
филиала «Уренгойская ГРЭС»
АО «Интер РАО –
Электрогенерация»



С.В. Федосеев

07 2025 г.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

Настоящим подтверждается, что коллективом сотрудников ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» в составе: канд. т. наук. Борисов А.А. – руководитель работ; канд. т. наук, доцент Горшенин С.Д.; аспирант Зиновьева А.С., – в рамках НИОКР (договор № 8-УРЕ/006-0378-23 от 23.10.2023 г.) выполнена разработка методики и алгоритма сведения теплового и материального балансов оборудования филиала «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»:

- разработаны рекомендации по модернизации схемы измерения и корректировке алгоритмов обработки / агрегации исходных данных для повышения точности расчета технико-экономических показателей;
- разработаны балансовые схемы пароводяных и тепловых потоков электростанции;
- разработаны системы балансовых уравнений, проведена оценка их сходимости по результатам первичных измерений;
- разработана методика и алгоритм сведения балансов;
- проведены отладочные расчёты по сведению балансов на базе статистики показателей работы оборудования в ретроспективном периоде;
- выполнена программная реализация алгоритмов сведения балансов для их реализации в системе сбора передачи и расчета технологической информации (ССПРТИ) и автоматизированной системе расчета технико-экономических показателей (АСР ТЭП);
- проведено тестирование программного обеспечения на базе статистики показателей работы оборудования в ретроспективном периоде.

Результаты работы способствуют повышению эффективности эксплуатации оборудования Уренгойской ГРЭС за счет совершенствования методик, используемых для контроля и оценки технических и технико-экономических показателей.

Начальник ПТО
Филиала «Уренгойская ГРЭС»
АО «Интер РАО – Электрогенерация»

М.А. Скиданов

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе
ФГБОУ ВО «Ивановский
государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
д-р техн. наук, профессор



В.В. Тютиков

«22»

2025 г.

АКТ

**об использовании результатов НИР
в дополнительных профессиональных
образовательных программах ИГЭУ**

Настоящим подтверждается, что разработанная в рамках НИР методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования энергетических установок парогазового цикла без дожигания топлива (авторы: Зиновьева А.С., Горшенин С.Д., Борисов А.А.; руководитель темы Ледуховский Г.В.) включена в следующие реализуемые ИГЭУ дополнительные профессиональные образовательные программы:

- Расчеты фактических, номинальных, нормативных ТЭП ТЭС с парогазовыми установками;
- Повышение квалификации эксплуатационного персонала теплового цеха ПГУ.

Указанные дополнительные профессиональные образовательные программы реализуются в рамках повышения квалификации специалистов электростанций и генерирующих компаний.

Декан теплоэнергетического факультета,
канд. техн. наук, доцент

С.Б. Плетников