Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Забайкальский государственный университет»

На правах рукописи

Батухтин Андрей Геннадьевич

КОМПЛЕКСНОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОВОЙ И НЕТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ)

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация
на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Иванов Сергей Анатольевич

Чита – 2021

Оглавление

Стр.

Введение……..... 4

1. Состояние вопроса и выбор направления исследования……..…….. 17
   1.1. Состояние современных СЦТ РФ……..….. 17
   1.2. Современные подходы к оценке методов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ……..….. 26
   1.3. Снижение затрат топлива в СЦТ РФ……..... 30
   1.4. Современные методы оптимизации режимов работы СЦТ……..... 34
   1.5. Постановка решаемой проблемы, цели, задачи и структуры исследования……..... 46
   1.6. Выводы по главе 1……..……...49
2. Применение солнечных коллекторов в СЦТ……..….. 51
   2.1. Схемы использования солнечных коллекторов в СЦТ…….…… 51
   2.2. Экономические критерии оценки мероприятий по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ……...….. 62
   2.3. Теоретическое и технико-экономическое обоснование использования солнечных коллекторов в СЦТ……..…… 76
   2.4. Выводы по главе 2……..……...85
3. Применение тепловых насосов в СЦТ…….…… 86
   3.1. Схема замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов…….…….. 86
   3.2. Оценка эффективности схемы замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов…….…….. 98
   3.3. Определение рабочих параметров циркуляционного насоса в универсальной системе компенсации горячего водоснабжения…….…… 102
   3.4. Практика внедрения схемы замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов…….….. 108
   3.5. Выводы по главе 3……..…... 116

4. Малозатратные методы энергосбережения на ТЭС……..….. 117
4.1. Совершенствование тепловых схем ТЭС……..….. 117
4.2. Оптимизация режимов работы основного энергетического оборудования ТЭС……..... 136
4.3. Выводы по главе 4……..……... 173
5. Малозатратные методы энергосбережения в СЦТ……..……. 175
5.1. Математическое обеспечение методов построения суточного графика центрального регулирования отпуска теплоты от ТЭС……..... 176
5.2. Оптимизация функционирования СЦТ……..... 207
5.3 Повышение эффективности и увеличение располагаемой мощности СЦТ за счет внедрения малозатратных методов повышения эффективности потребителей тепловой энергии и использования теплонасосных установок в тепловых сетях……..... 224
5.4. Выводы по главе 5……..... 243
6. Использование вторичных энергетических ресурсов для повышения энергетической и экологической эффективности котельных агрегатов ТЭС……..……..... 245
6.1. Способы снижения антропогенного воздействия котельных агрегатов с применением цеолитсодержащих пород Забайкалья……..…… 245
6.2. Технологические рекомендации……..… 280
6.3. Выводы по главе 6……..….. 282
Заключение……..... 283
Список используемой литературы……..… 286
Приложения……..... 337

Введение

Актуальность работы. Экономика РФ характеризуется повышенной энергоемкостью в сравнении с большинством стран Западной Европы и США. В Энергетической стратегии России на период до 2030 года констатируется, что выполнение целевых показателей снижения энергоемкости ВВП на 40 % к уровню 2007 года, заложенных в ФЗ № 261 «Об энергосбережении…» и соответствующей ему «Государственной Программе по энергосбережению и повышению энергоэффективности до 2020 года», достигнуто не за счет фактического энергосбережения, а за счет роста мировых цен на экспортируемые топливно-энергетические ресурсы и активного развития малоэнергоемкой сферы услуг. В условиях пандемии коронавируса, приведшей к коллапсу сферы услуг и обвалу цен на энергоносители, данное снижение в значительной мере нивелировано.

Особенности резко континентального климата большей части территории РФ обусловливают значительную составляющую систем теплоснабжения в суммарном потреблении топливно-энергетических ресурсов (около 400 *млн тут/год*, 45 % от общего расхода). Вследствие этого, достижение реальных показателей энергоэффективности в целом по стране невозможно без повышения эффективности одной из наиболее энергозатратных отраслей народного хозяйства – теплоснабжения, которое формировалось во времена плановой экономики и основывается на паротурбинных ТЭЦ, созданных при государственном финансировании строительства. Их функционирование позволило добиться высокой доли комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что обеспечивало значительную экономию топлива. После распада СССР работа систем централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ) показывает заметное ухудшение технико-экономических показателей в результате сокращения промышленного производства, перехода части потребителей на собственные источники, а также роста потерь тепловой энергии при транспорте теплоносителя. В то же время отсутствие достаточных ресурсов в период реформирования энергетики обусловило значительный износ производственных фондов, в особенности в тепловых сетях, что

привело в совокупности с неоптимальностью работы к ограничению располагаемой мощности СЦТ. Это может послужить причиной срыва государственных программ обеспечения населения доступным жильем и развития строительной отрасли.

Принятие в 2019 г. Еврокомиссией «Зеленого пакта» трансформировало в мировые тенденции учета и торговли квотами за выбросы CO_2. Введение трансграничного углеродного регулирования посредством пошлин, зависящих от объема углеродного следа конкретной продукции, требует новых подходов к выбору источников энергии. Принятие РФ Парижского соглашения, новые федеральные законы и позиция руководства страны определяют необходимость перехода к низкоуглеродной энергетике путем поэтапного сокращения использования традиционных видов топлива. Современные вызовы мировой потребности декарбонизации требуют от энергетической отрасли РФ глобального энергоперехода, и если для электроэнергетики уже определены основные технологии (атомная и гидроэнергетика), то в системах теплоснабжения нет однозначных решений. С одной стороны, существующие системы обладают высоким потенциалом энергосбережения, а с другой – развитая теплофикация сама является технологией, обеспечивающей снижение потребления топлива и, как следствие, снижения эмиссии CO_2. Перевод генерации электроэнергии от ТЭЦ на источники с нулевыми выбросами CO_2 (с учетом их реальных режимов работы) не даст ощутимого снижения эмиссии парниковых газов, что требует новых технологических решений.

В настоящее время наибольшим потенциалом энергоэффективности и, как следствие, декарбонизации в теплоснабжении обладают технологии использования нетрадиционных источников энергии (далее – НИЭ), включающие возобновляемые источники энергии (далее – ВИЭ) и вторичные энергетические ресурсы (далее – ВЭР). Поскольку теплофикация признана (в том числе в странах Евросоюза, США и Китае) одним из наиболее рациональных способов энергосбережения на ТЭС, то использование НИЭ в СЦТ, приводящие к снижению эффективности теплофикации, должно быть рационализировано и теоретически обосновано. Малозатратные методы повышения эффективности СЦТ, с учетом их состояния,

также следует отнести к наиболее рациональным, и внедрение их с технологиями использования ВИЭ должно осуществляться в комплексе. Перспективы трансграничного углеродного регулирования определяют особую актуальность таких технологий. При этом использование НИЭ в СЦТ сопряжено с рядом сложностей, обусловленных как высокой температурой теплоносителя, так и особенностью технологии теплофикации, что требует совершенствования существующих технологий. Таким образом, разработка способов использования НИЭ в комплексе с малозатратными методами в СЦТ является одним из направлений повышения энергоэффективности систем теплоснабжения РФ и соответствует основам государственной политики в области экологического развития на период до 2030 года в разделе решения задачи развития экономического регулирования и рыночных инструментов охраны окружающей среды.

Степень научной разработанности темы. Значительный вклад в формирование теплофикационных систем, а также в развитие методов повышения эффективности их функционирования, в том числе схемных и режимных методов использования ВЭР, внесли работы советских и российских ученых и специалистов: Л. Л. Гинлера, Л. А. Мелентьева, Е. Я. Соколова, Е. Ф. Бродянского, Е. П. Шубина, В. Я. Хасилева, А. П. Меренкова, Л. С. Попырина, В. Я. Стенникова, А. И. Андрющенко, Л. С. Хрилёва, В. М. Боровкова, Ю. М. Хлебалина, Н. М. Зингера, Е. И. Бенесона, Д. М. Будянского, А. А. Мадояна, А. М. Клера, И. А. Смирнова, Н. Н. Новицкого, В. И. Шарапова, Б. Н. Громова, и др., а также коллективов ИСЭМ СО РАН, ИТФ СО РАН, ОРГРЭС, ЦКТИ, ВТИ, ЭНИН, УТМЗ, ЛМЗ и др.

К наиболее перспективным технологиям использования ВИЭ в системах теплоснабжения следует отнести применение солнечных коллекторов (далее – СК) и тепловых насосов (далее – ТНУ). Значительный вклад в развитие данных технологий для СЦТ внесли такие отечественные и зарубежные ученые, как В. П. Вейнберг, Д. Л. Догадин, Б. К. Бодашков, Н. Н. Ефимов, М. В. Кирпичев, К. Г. Трофимов, И. Н. Крынкин, В. А. Баум, И. А. Лапин, О. С. Попель, Г. Г. Латыпов, С. И. Смирнов, Г. А. Гухман, В. А. Бутузов, В. И. Виссарионов,

А. П. Плевако, Р. А. Амерханов, А. С. Штым, М. Е. Орлов, В. Е. Шарапов, С. В. Скубиенко, И. В. Янченко, L. Kelvin, P. Rittinger, A. Stodola, J. Sumner, R.C. Webber, M.D. Rabinovich, A. Fert, V.F. Gershkovich, N. Harchenko, R. Averzov, S. Banse, J. Berner, R. Bajran, N.V. Meladze и др.

Также к методам использования ВЭР в комплексе «ТЭС-потребитель» следует отнести использование теплоты уходящих газов котельных агрегатов (далее – КА). Использование данной теплоты, особенно у котлов, работающих на угле, сопряжено с необходимостью подавления оксидов серы и азота. Высокие показатели загрязненности атмосферного воздуха населенных пунктов России вредными выбросами не позволяют рассматривать вопросы развития угольных СЦТ без учета их экологического воздействия. Развитие теории и практики методов повышения экологической эффективности КА теплоэнергетических систем определили отечественные и зарубежные ученые: Е. М. Балабаева, В. Р. Котлер, С. Е. Белик, А. Н. Тугов, П. В. Росляков, И. Я. Сигал, И. Н. Шмиголь, И. Л. Ионкин, Г. Б. Манелис, И. О. Крылов, Ю. П. Блазнин, А. А. Строков, Э. А. Тюрина, Ц. Ц. Дамбиев, К. А. Штым A. Rigby, S. Khan, J. Javris, N. Soud и др.

Отмечая достижения ранее выполненных работ, следует сказать, что в настоящее время необходимо решать новые задачи совершенствования СЦТ. Выполнение требований глобального энергоперехода для СЦТ РФ невозможно без разработки, обоснования и внедрения наиболее рациональных способов достижения фактической экономии топливно-энергетических ресурсов за счет комплексного совершенствования технологий тепловой и нетрадиционной энергетики во всех элементах комплекса «ТЭС – тепловая сеть – потребитель тепловой энергии». Комплексное исследование, направленное на решение этой задачи должно сочетать методы математического моделирования, экспериментального и опытно-промышленного обоснования.

Актуальность данной работы подтверждается также тем, что она соответствует одному из приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в РФ: «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», а тематика работы попадает под три пункта критических технологий РФ: «Техноло-

гии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе», «Технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии» и «Технологии новых и возобновляемых источников энергии, включая водородную энергетику» (утв. Президентом РФ 07.07.2011 г. № 899).

Объектом исследования в настоящей работе является комплекс взаимосвязанных элементов СЦТ на базе угольных ТЭС.

Предмет исследования – совершенствование технологий тепловой и нетрадиционной энергетики в СЦТ.

Целью диссертационной работы является решение комплексной научной проблемы развития региональной энергетики путем разработки взаимосвязанных методических подходов, теоретических положений, математических моделей, направленных на комплексное совершенствование технологий тепловой и нетрадиционной энергетики в СЦТ.

В работе поставлены и решены следующие основные задачи:

– разработка технологических рекомендаций по совершенствованию существующих СЦТ за счет использования НИЭ;

– совершенствование технологий использования СК и ТНУ для развития СЦТ;

– разработка малозатратных способов энергосбережения в тепловых схемах ТЭС и при отпуске тепловой энергии в СЦТ;

– разработка и рационализация способов снижения вредных газовых выбросов от объектов теплоэнергетики;

– технико-экономическое обоснование и апробация использования СК и ТНУ, а также малозатратных способов энергосбережения в тепловых схемах ТЭС и при отпуске тепловой энергии в СЦТ;

– апробация технико-экономически обоснованных (за счет использования ВЭР) способов снижения вредных газовых выбросов от объектов теплоэнергетики.

Научная новизна. В работе получены новые научные результаты:

Теоретического характера:

1. Обоснована рациональность комплексного совершенствования технологий тепловой и нетрадиционной энергетики для повышения эффективности СЦТ.

2. Расчетными и экспериментальными исследованиями впервые доказана эффективность совмещения нагрева в одном СК двух видов теплоносителей (воды и воздуха).

3. Впервые теоретически и экспериментально обосновано, для условий межотопительного периода, использование отопительных систем в качестве источника теплоты для нужд горячего водоснабжения (далее – ГВС) и при кондиционировании.

4. На основе аналитического решения n-мерной системы рекуррентно связанных дифференциальных уравнений разработана математическая модель температурного запаздывания в СЦТ, учитывающая теплоаккумулирующие свойства тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

5. Предложен комплексный подход к использованию ВЭР в СЦТ за счет рационализации функционирования системы, включающий оптимизацию годовых и суточных графиков центрального регулирования, а также модернизацию самих систем и их элементов.

6. Разработана методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС в современных условиях её функционирования на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

7. Разработаны математические модели и алгоритмы функционирования теплопотребляющих установок, использующих ВИЭ:

– отопительных систем потребителей, осуществляющих кондиционирование и являющихся источником теплоты для нужд ГВС в СЦТ;

– систем использования СК в СЦТ;

– систем гелиовоздушного отопления;

– систем предварительного нагрева воздуха КА за счет использования энергии Солнца.

8. Разработана система критериев оптимизации мероприятий по совершенствованию СЦТ, дифференцированных по условиям различных экономических отношений.

Прикладного характера:

1. Разработано методическое обеспечение использования НИЭ для развития СЦТ путем:

– совершенствования потокораспределения в тепловых схемах ТЭС;

– использования ТНУ и электронных систем автоматического регулирования отпуска тепловой энергии (далее – САР) в тепловых сетях и у потребителей;

– использования солнечной энергии в системах теплопотребления;

– использования солнечной энергии для предварительного нагрева воздуха КА ТЭС.

2. Разработаны комбинированные способы совместного снижения выбросов SO_x и NO_x от КА ТЭС, обеспечивающие повышение их энергетической эффективности.

3. Научная новизна прикладного характера подтверждается соответствующими объектами интеллектуальной собственности.

Практическая ценность работы определяется тем, что:

1. Разработаны высокоэффективные методы модернизации систем теплопотребления потребителей тепловой энергии за счет использования ВИЭ в СЦТ.

2. Разработаны энергоэффективные методики повышения эффективности функционирования СЦТ за счет использования ТНУ и современных САР.

3. Разработанные методики оптимизации годовых и суточных графиков отпуска тепловой энергии могут использоваться при разработке рациональных режимов центрального регулирования в СЦТ. Системный подход к оптимизации функционирования СЦТ, сформированный на их основе, позволяет осуществлять комплексное повышение эффективности отпуска теплоты от ТЭС.

4. Алгоритм и методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС в условиях её функционирования на ОРЭМ, реализованные в комплексе программ

для ЭВМ, позволяют, используя возможности современных вычислительных систем, рационализировать финансовый результат с учетом оперативного перераспределения тепловой и электрической энергии между турбоагрегатами (далее – ТА):

– при выборе состава включённого генерирующего оборудования;

– при определении оптимальной загрузки ТЭС на рынке на сутки вперед (далее – РСВ) и формировании оптимальных ценовых заявок;

– при поставке электроэнергии на балансирующий рынок (далее – БР).

5. Предложены методы повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ за счет совершенствования потокораспределения в тепловых схемах ТЭС, обладающие высоким потенциалом энергосбережения.

6. Разработаны комбинированные способы совместного снижения выбросов SO_x и NO_x, обеспечивающие одновременное повышение эффективности использования топлива в КА ТЭС на $0{,}56\,\%$. Удельная стоимость сокращения выбросов при их использовании значительно ниже лучших мировых аналогов.

Реализация работы:

1. Фактический эффект от внедрения только условно «беззатратных» (режимных) мероприятий на объектах энергетики Забайкальского края составил более $70\ млн\ руб/год$.

2. Внедрение предложенных способов совершенствования потокораспределения в тепловых схемах на ХарГРЭС показало фактический эффект более $8\ млн\ руб/год$.

3. Внедрение предложенных способов повышения эффективности функционирования СЦТ за счет использования ТНУ и современных САР в г. Чите показало фактический эффект более $3\ млн\ руб.$ за отопительный период.

4. Опыт эксплуатации модернизированных систем теплопотребления потребителей тепловой энергии за счет использования ВИЭ показал их высокую экономичность и минимальные сроки окупаемости, что обусловливает их широкое внедрение. Для вовлечения в хозяйственный оборот с участием ФГБОУ ВО «ЗабГУ» было открыто малое инновационное предприятие с годовым оборотом

более 7 *млн руб* / *год* .

5. Результаты исследования нашли применение при разработке схем теплоснабжения, программ энергосбережения и программ приведения объемов вредных выбросов от КА к уровню европейских стандартов для основных СЦТ Забайкальского края.

6. На основании результатов исследований, выполненных в рамках диссертационной работы, разработаны авторские курсы лекций, комплексы практических работ и учебные пособия для бакалавров и магистров, обучающихся по направлениям 13.03.01 и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Методология и методы исследования. Работа базируется на методологии системных исследований в энергетике, использованы методы математического моделирования теплоэнергетических установок и комплексов, аналитические исследования, в том числе с применением распределенных вычислительных систем, лабораторные и промышленные экспериментальные исследования, методы статистики.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы, подтверждается научной и практической новизной исследований по всем шести пунктам области исследования.

Связь работы с научными программами, планами, темами, грантами. Направление работы определено в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года. Основные разделы работы выполнены при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ и правительства Забайкальского края: по гранту Президента РФ МК-2780.2012.8 на 2012–2013 гг. и МК-1184.2014.8 на 2014-2015 гг.; в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг. (ГК № 02.740.11.0028, ГК № 14.B37.21.0342, ГК № 14.B37.21.0311); по госбюджетной теме ЗабГУ (ЗабГУ ГБ № 1.3.12); по программе выполнения научных исследований и разработок по приоритетным направлениям в интересах экономики Забайкальского края в 2008–2009 гг. (ГК № 62/08); в рамках краевой научно-технической программы «Энергосбережение на предприятиях Забайкальского края» на 2005–2015 гг.

Достоверность и обоснованность результатов исследования и технологических рекомендаций базируется на основных положениях системного анализа в энергетике, термодинамики и тепломассообменна, с использованием современных методов математического моделирования, обеспечивается высокой степенью сходимости результатов моделирования с лабораторными и опытно-промышленными испытаниями, а также положительным опытом эксплуатации предлагаемых режимных методов и способов модернизации СЦТ.

На защиту выносятся следующие положения:

– развитие СЦТ за счет использования энергии Солнца достигается за счет внедрения высокоэффективных систем нагрева сетевой воды и водовоздушных СК;

– использование ТНУ для развития СЦТ может быть технико-экономически обосновано при использовании в качестве низкопотенциального источника отопительных систем потребителей;

– повышение эффективности и увеличение располагаемой мощности СЦТ достигается совершенствованием тепловых схем и оптимизацией режимов работы ТА ТЭС в современных условиях их функционирования на ОРЭМ;

– комплексное совершенствование СЦТ достигается за счет оптимизации их функционирования, включающей рационализацию годовых и суточных графиков центрального регулирования, и внедрения малозатратных способов энергосбережения;

– повышение экономической эффективности и экологической безопасности действующих ТЭС обеспечивается на базе разработки и внедрения комбинированных способов совместного снижения выбросов SO_x и NO_x за счет использования цеолитсодержащих пород.

Личный вклад автора заключается в постановке решаемой проблемы, цели и задач исследования; научные результаты и положения, выносимые на защиту, получены автором лично, часть исследований осуществлена под его руководством или с непосредственным участием; также автор осуществлял лабораторные и опытно-промышленные испытания, математическое моделирование, разработку

и оценку эффективности эксплуатации предлагаемых режимных методов и способов модернизации СЦТ.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы были доложены и обсуждены на международных конференциях, симпозиумах и конгрессах: «Энергетика в глобальном мире», СФУ (г. Красноярск, 2010); «Энергетика России в XXI веке: стратегия развития – восточный вектор», ИСЭМ СО РАН (г. Иркутск, 2010); «ИНТЕР РАО ЕЭС: решения в области инноваций, энергосбережения и повышения энергоэффективности», ИНТЕР РАО ЕЭС (г. Москва, 2012); «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве ВИЭСХ» (г. Москва, 2014); «Электроэнергетика глазами молодежи – 2014», ТПГ (г. Томск, 2014); «Энергосбережение и повышение энергоэффективности: от теории к практике», ТГУ (г. Томск, 2014); «Плазменная эмиссионная электроника», БНЦ СО РАН (г. Улан-Удэ, 2015); International Ural Conference on Green Energy (г. Челябинск, 2018); «Инновационные технологии в технике и образовании», ЗабГУ (г. Чита, 2014–2018); «Энергетические системы», БГТУ (г. Белгород, 2018, 2019); «Кулагинские чтения», ЗабГУ (г. Чита, 2004–2021).

На всероссийских и региональных научно-практических конференциях: «Реформирование жилищно-коммунального хозяйства» (г. Чита, 2002); «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», АГУ (г. Благовещенск, 2003, 2005); «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук», МФТИ (г. Москва, 2009); «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», УГТУ-УПИ (г. Екатеринбург, 2008, 2010); «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» ИрГТУ (г. Иркутск, 2003, 2005, 2010); «Всероссийская конференция молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям», ИСЭМ СОРАН (г. Иркутск, 2010); «Фундаментальные исследования и инновации в технических университетах», СПбГПУ (г. Санкт-Петербург, 2010); «Энергетика: экология, надежность, безопасность», ТПУ (г. Томск, 2010, 2011, 2012); «Пути совершенствования работы теплоэнергетических устройств», ДВФУ (г. Владивосток, 2012 г.); «Безопасность 2013», ИрГТУ (г.

Иркутск, 2013); «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность», ТПУ (г. Томск, 2013); «Электроэнергетика байкальского региона: проблемы и перспективы», БНЦ СО РАН (г. Улан-Удэ, 2016); «Экология водоемов – охладителей энергетических станций», ЗабГУ (г. Чита, 2017); «Наземные транспортно-технологические средства: проектирование, производство, эксплуатация», ЗабГУ (г. Чита, 2018); «Современные тренды развития науки» (г. Нижний Новгород, 2018); «Энергетика в современном мире», ЗабГУ (г. Чита, 2003–2019); «Наука и образование: актуальные исследования и разработки», ЗабГУ (г. Чита, 2018–2020); «Безопасность», ЗабГУ (г. Чита, 2020, 2021).

На зарубежных научных конференциях: “ХҮРЭЛ ТОГООТ-2011” (г. УланБатор, 2011); “The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences Ron Bee & Associates Company” (New York, 2015); “The Fifth International Conference on Eurasian scientific development” (Vienna, 2015); “The International Sumposium on Coal Combustion” (Beijing, 2015, 2019); “International Scientific Forum on Sustainable Development and Innovation” (Patras, 2021).

Публикации. Основные результаты диссертационных исследований опубликованы в 201 работе, в т. ч. в 10 монографиях, 5 учебных пособиях, 50 статьях в научных изданиях, рекомендованных ВАК, 12 статьях, индексированных в базах Web of Science и Scopus, 21 объекте интеллектуальной собственности.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы, включающего 493 источника, и двух приложений. Она изложена на 336 с. текста и 2 с. приложений, имеет 75 рисунков и 87 таблиц. Общий объем диссертации – 338 с.

Содержание работы. *В первой главе*, носящей обзорный характер, рассмотрено современное состояние проблемы развития СЦТ РФ, существующих методов ее решения и принципов оценки данных методов. Осуществлена постановка решаемой проблемы, цели, задачи и структуры исследования.

Вторая глава посвящена ряду внедренных и находящихся на стадии внедрения методов использования в СЦТ возобновляемой энергии Солнца с применением СК.

Третья глава посвящена ряду внедренных и находящихся на стадии внедрения технико-экономически обоснованных методов использования низкопотенциальной теплоты окружающей среды в СЦТ, основанных на применении тепловых насосов.

Четвертая глава посвящена малозатратным методам энергосбережения в тепловых схемах ТЭС.

Пятая глава посвящена малозатратным методам энергосбережения при отпуске тепловой энергии в СЦТ.

В шестой главе разработаны технико-экономически обоснованные способы повышения энергетической и экологической эффективности КА, работающих в СЦТ.

Глава 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Состояние современных СЦТ РФ

Современная теплофикация России создавалась во времена плановой экономики и основывается, главным образом, на базе паротурбинных ТЭЦ, созданных при государственном финансировании их строительства. Ее функционирование позволило добиться высокой доли комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что обеспечивало значительную экономию топлива. После распада СССР функционирование СЦТ показывает заметное ухудшение их технико-экономических показателей в результате сокращения промышленного производства, перехода части потребителей на собственные котельные, а также роста потерь тепловой энергии при транспорте теплоносителя [6]. В то же время отсутствие достаточных ресурсов в период реформирования энергетики привело к значительному износу производственных фондов, в особенности в тепловых сетях. В Энергетической стратегии РФ до 2030 года говориться о выполнении данных целевых показателей, но не за счет фактического энергосбережения, а за счет увеличения доли сектора услуг в ВВП страны, а также роста экспортных цен на энергоносители. В условиях пандемии коронавируса, приведшей к коллапсу сферы услуг и обвалу цен на энергоносители, данное снижение в значительной мере нивелировано.

Согласно оценке международного энергетического агентства (далее – МЭА) [2] среди потребителей РФ основные ненормативные потери присутствуют в жилом и промышленном секторах, а также в транспортных системах. К основным мероприятиям энергосбережения МЭА относит эффективные способы выработки (включая теплофикацию) и снижение потерь при транспорте и потреблении. При этом отмечаются проблемы с финансовой ликвидностью энергосбережения в РФ из-за низких цен на энергоносители и отсутствия государственной поддержки. Так, например, в государственной программе энергосбережения стоимостью около 10 трлн руб. до 2020 года доля федерального бюджета составляет менее 1% –

70 млрд руб. [1]

Экономика РФ характеризуется завышенной энергоемкостью в сравнении с большинством стран Западной Европы и США. Цели стратегии развития энергетики РФ (до 2030 г.) определяют задачу рационального использования природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Кроме того, к основным задачам развития теплоэнергетики относится поддержка инфраструктуры строительной отрасли для обеспечения заявленных государственных задач демографической политики. В год в РФ вводится около $60\ млн\ м^2$ жилых площадей, при этом низкая обеспеченность жильем в России по сравнению с западными странами ($20{,}9\ м^3/чел.$), характеризующаяся значительным отставанием по данному показателю от ведущих стран [3] (таблица 1.1), предполагает необходимость кратного увеличения данного показателя. Указ Президента РФ от 27 мая 2012 г. № 600. «О мерах по обеспечению граждан РФ доступным и комфортным жильём и повышению качества жилищно-коммунальных услуг» [4] обязывает Правительство РФ обеспечить: до 2018 года создание для граждан РФ возможности улучшения жилищных условий не реже одного раза в 15 лет, а также снижение стоимости одного квадратного метра жилья на $20\,\%$ путём увеличения объёма ввода в эксплуатацию жилья экономического класса; до 2020 года – предоставление доступного и комфортного жилья $60\,\%$ российских семей, желающих улучшить свои жилищные условия. При этом требование (в том же указе) обеспечить до 2017 года увеличение доли заёмных средств в общем объёме капитальных вложений в СЦТ, водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод до $30\,\%$ показывает значимость развития инфраструктуры в решении данного вопроса, а также основные источники его финансирования.

В постановлении Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» дано следующее определение: располагаемая мощность источника тепловой энергии (далее – ИТ) – величина, равная установленной мощности источника тепловой

энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных КА и др.) [5].

Таблица 1.1

Соотношение обеспеченности населения жильем

Страна	Жилищная обеспеченность, м^2/чел.	Отношение к лидеру, % (Норвегия=100%)	Период отставания России, годы	
			0,3 м^2/чел.	1 м^2/чел.
Норвегия	74,0	100,00	177	53
США	65,0	87,84	147	44
Дания	50,6	68,38	99	30
Швеция	44,4	60,00	78	24
Великобритания	44,0	59,46	77	23
Швейцария	44,0	59,46	77	23
Нидерланды	41,0	55,41	67	20
Германия	40,1	54,19	64	19
Австрия	38,3	51,76	58	17
Франция	37,5	50,68	55	17
Финляндия	36,3	49,05	51	15
Ирландия	35,0	47,30	47	14
Словения	29,5	39,86	29	9
Чехия	28,7	38,78	26	8
Венгрия	28,0	37,84	24	7
Эстония	27,7	37,43	23	7
Словакия	26,0	35,14	17	5
Латвия	23,9	32,30	10	3
Литва	23,0	31,08	7	2
Польша	22,2	30,00	4	1
Россия	20,9	28,24	-	-

Тогда располагаемая мощность СЦТ – величина, равная установленной

мощности всех входящих в СЦТ источников тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причинам ограничения пропускной способности тепловых сетей и режимами их функционирования. Совместное решение задач повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ РФ является комплексной проблемой, решение которой соответствует перспективам развития страны в целом.

В заявлениях первых лиц РФ на различных форумах и встречах неоднократно звучали высказывания о том, что без практического решения проблем, связанных с низкой эффективностью использования ТЭР во всех сферах экономики, Россия не сможет реализовать себя на мировых рынках как современная конкурентоспособная страна. [6; 7]. Еще в 2008 г. Д. А. Медведев в Указе № 889 [8] поставил задачу значительного снижения энергоемкости экономики. Сегодня теплоснабжение, как одна из наиболее затратных областей народного хозяйства РФ, является крупнейшим потребителем органического топлива (около $400\ млн\ т\ у.т./год$, $45\ \%$ от общего расхода). Существующие СЦТ России характеризуются значительными проблемами, не позволяющими обеспечить энергоэффективный прирост отпуска тепловой энергии потребителям, что формирует проблему дефицита тепловых мощностей. Строительство новых станций требует больших капитальных вложений, оптимизация же отпуска тепловой энергии от ТЭЦ позволит высвободить существующие мощности для присоединения новых потребителей, а также способствовать решению основных проблем современных СЦТ [6].

Наметившееся в последнее время увеличение потребления как электрической, так и тепловой энергии практически при отсутствии ввода новых энергетических мощностей ставит вопрос о возможном дефиците тепловой энергии. Данное увеличение определяется ростом городов (точечная застройка без учета возможностей инфраструктуры), что значительно увеличивает и количество потребителей теплоты, подсоединенных к СЦТ, при сохранении графиков регулирования, построенных по методикам прошлого века. Причем существующие графики имеют тенденцию к занижению температуры прямой сетевой воды и, как след-

ствие, значительному увеличению расходов теплоносителя в тепловых сетях. Это вызвано тем, что теплоснабжающие организации, не имея возможности качественно отрегулировать тепловые сети, компенсируют дисбалансы отпуска тепловой энергии потребителям завышенными расходами теплоносителя. Дополнительные потребители отапливаются от имеющихся в СЦТ и без изменения характеристик тепловых сетей, что влечет их неоптимальную работу и перерасход топливно-энергетических ресурсов. Кроме того, существующие тепловые сети во многих системах уже не могут пропускать завышенные расходы сетевой воды. Все это приводит к парадоксальной ситуации, когда на ТЭЦ имеются резервы тепловой мощности, особенно на промышленно-отопительных, вследствие снижения промышленной нагрузки, а СЦТ не имеют возможности присоединения дополнительных абонентов без реконструкции тепловых сетей. А поскольку строительство и реконструкция тепловых сетей – это сверхзатратное мероприятие, то присоединение ведется в ущерб существующим потребителям.

Согласно существующим строительным нормам и правилам (далее – СНиП) (для Забайкальского края) расчетная температура для жилого фонда $-22\ ^0C$, а других помещений – $18\ ^0C$. При этом неоптимальность функционирования СЦТ приводит к значительным отклонениям от норм СНиП как в большую, так и в меньшую сторону. Это характерно для всех городов России с централизованным теплоснабжением и связано с рядом факторов. СЦТ, сформированные в советское время, использовали качественное (путем изменения температуры теплоносителя) регулирование отпуска тепловой энергии от ТЭЦ, что давало возможность покрывать нагрузки абонентов согласно СНиП. В кризисные 90-е годы часть систем перешла на децентрализованные схемы, а часть лишилась регулирования. При этом большинство ИТ стали практиковать режимы недотопа (недогрева сетевой воды до расчетных значений).

Анализ потребления тепловой энергии потребителями оборудованными приборами учета тепловой энергии г. Читы Забайкальского края показал значительное отклонение реального теплопотребления от расчетных значений. К примеру, из 81 объекта, финансируемого из городского бюджета, 14 характеризуется

превышением фактического потребления над расчетным, причем отклонение доходит до 40 %, что определяет перетоп данных объектов. Остальные 67 объектов характеризуется недоотпуском тепловой энергии. При этом общий недоотпуск тепловой энергии на всех объектах составил более 22 % [9–11].

Характеристики потребления (объем выборки – 5 лет) представлены в таблицах 1.2 и 1.3 [9, 11, 12].

Таблица 1.2

Статистика теплопотребления по ведомственным объектам (комитет образования г Читы)

Вид	Выборка	Факт, *МВт в ч* / План (договор), *МВт в ч*							
		01.10-31.10	01.11-30.11	01.12-31.12	01.01-31.01	01.02-28.02	01.03-31.03	01.04-30.04	итого
Ведомственные	81	4876,5	7595,0	11369,7	15936,3	14940,9	12573,2	9732,4	77025,1
		5670,4	8347,1	15364,4	18748,6	15894,6	14287,7	10244,6	98313,4
		(86 %)	(91 %)	(74 %)	(85 %)	(94 %)	(88 %)	(94 %)	(87 %)

Таблица 1.3

Статистика теплопотребления объектов (без объектов комитета образования г. Читы)

Вид	Выборка	Факт, *МВт в ч* / План (договор), *МВт в ч*							
		01.10-31.10	01.11-30.11	01.12-31.12	01.01-31.01	01.02-28.02	01.03-31.03	01.04-30.04	итого
Жилье	21	2285	3559	5326	7466	6999	5890	4559	36083
		2612	3840	7550	9025	7477	6569	4249	41324
		(86 %)	(94 %)	(72 %)	(84 %)	(95 %)	(89 %)	(106 %)	(87 %)
Администр.	81	5438	11187	15874	20336	18593	14602	10875	96905
		9228	17438	24956	30981	22895	20595	14105	140198
		(60 %)	(65 %)	(64 %)	(67 %)	(80 %)	(70 %)	(78 %)	(69 %)
Итого	102	7723	14745	21201	27801	25592	20492	15434	132989
		11840	21278	32507	40006	30372	27165	18354	182522
		(65 %)	(70 %)	(65 %)	(70 %)	(83 %)	(74 %)	(85 %)	(73 %)

Нормативный отпуск тепловой энергии потребителям является основной задачей для СЦТ [13]. Работе ТЭЦ в современных экономических условиях посвящена работа [14]. В работах [13, 15] авторами приводятся исследования ряда действующих СЦТ Центральной России. В ходе обследования СЦТ производилась оценка соответствия действительных температур теплоносителя в СЦТ с графиком $150/70\ ^0C$ (г. Ульяновск). Обследование показало, что ИТ занижали

график вплоть до $60-70\ ^0C$, что привело к демонтажу схем смешения у $30\,\%$ потребителей и к бесконтрольной корректировке расходных характеристик и коэффициентов смешения у остальных. При этом схемы ГВС были изменены с завышением расхода теплоносителя до 2-х раз [13, 16–19].

Такая работа СЦТ привела к фактическим случаям обмерзания стен при $t_{нв} = -20\ ^0C$ [20]. Аналогичные условия в СЦТ характерны для других городов, в частности, Иваново [21], Набережные Челны [22, 23], Омска [24], Москвы [25] и др. Проведенные обследования показывают, что СЦТ функционируют при существенных отклонениях от расчетных графиков и наблюдается отсутствие качественного регулирувания на ИТ в СЦТ. Недоотпуск тепла от ИТ снижает качество теплоснабжения. Одним из основных последствий функционирования СЦТ с нарушением графиков качественного регулирования стала гидравлическая разрегулировка, подталкивающая владельцев индивидуальных тепловых пунктов (далее – ИТП) к изменению расчетных сопротивлений своих систем теплоснабжения.

Системным следствием этого является значительное увеличение температуры обратной сетевой воды, что снижает выработку электроэнергии на тепловом потреблении (на $3\ldots4\ кВт\cdot ч$ на $1\ Гкал$ отпускаемой от ТА) теплоты при изменении температуры воды на $1\ ^0C$) и увеличивает расход сетевой воды, а соответственно, и электроэнергии на ее перекачку [10, 26, 27]. Также к усилению разрегулировки СЦТ приводит отклонение режима ГВС потребителей. В открытых системах снижение температурного графика (от расчетного) приводит к недоотпуску тепла на отопление, увеличению потребления электроэнергии сетевыми насосами и увеличению подпитки теплосети. При всей негативности отклонения от расчетных графиков они становятся нормативными: г. Ульяновск: $95\ ^0C$ вместо $150\ ^0C$ [13], а в г. Чите варьируется и доходит до $106\ ^0C$.

Подобная ситуация характерна для большинства городов РФ. Произведенная в [24] оценка теплопотребления и теплоснабжения г. Омска показала значительный неиспользованный резерв тепловой мощности пяти действующих ТЭЦ в размере $45{,}7\,\%$. При этом коэффициент гидравлической устойчивости режимов

теплоснабжения находится на недопустимо высоком уровне $Y^{факт} = 0{,}2 \ldots 0{,}3$, что вызвано переходом на температурный график теплосети $110/70\ ^0C$ против расчетного $170/70\ ^0C$, которому соответствует $Y^{расч} = 0{,}45 \ldots 0{,}5$. Фактический переход на температурный график $110/70\ ^0C$ сопровождается ростом расхода циркуляционной воды в разы и ростом требуемого перепада давления сетевой воды на ТЭЦ в 4 раза. Фактическое завышение расхода сетевой воды приводит к нивелированию резерва тепловой мощности, что наряду с необоснованным завышением цены на тепловую энергию от ТЭЦ приводит к проектированию и строительству в центре тепловых нагрузок г. Омска в зоне действия тепловых сетей квартальных котельных с перерасходом удельного расхода топлива на одного жителя в 1,9 раза [24].

При существующем росте цен на тепловую энергию потребители сами ограничивают свое потребление (что приводит к разбалансировке гидравлических режимов СЦТ) [28]. Также ограничение теплопотребления может быть вызвано применением САР, которые распространены в западных странах и рекомендованы [29–34] для СЦТ РФ и странах СНГ. Положительный эффект от применения САР у потребителей сопряжен с рядом недостатков для СЦТ:

– Ограничение по отклонению температуры теплоносителя от ИТ вследствие значительного роста расхода [34]: $\Delta t = 10\ ^0C$ (при $t_{нв} = -3{,}2\ ^0C$) увеличение расхода $\approx 1{,}9\ раза$; $\Delta t = 15\ ^0C$ (при $t_{нв} = 3{,}2\ ^0C$) в $\approx 3\ раза$; $\Delta t = 5\ ^0C$ (при $t_{нв} = +5\ ^0C$, при $t_{нв} = +5\ ^0C$ в $\approx 1{,}28\ раза$.

– Применение теплообменников в отопительных системах (независимая схема) повышает расчетные температуры на ИТ.

– К недостаткам применения САР относится значительное влияние автоматизированных потребителей на соседние.

Также можно выделить следующие причины низкоэффективного функционирования СЦТ:

1. Разрегулировка абонентов относительно друг друга вследствие их разноудаленности от ИТ. Конфигурация тепловой сети может иметь разветвленный вид и значительные расстояния от ИТ, что приводит к разному времени откликов по

лучам [10, 35].

2. Отсутствие комплексного учета воздействующих на эффективность теплоснабжения факторов при формировании графиков отпуска тепла от ИТ. К таким факторам можно отнести погодные условия, суточное изменение нагрузки ГВС, потери тепла на участках тепловой сети, инерционное запаздывание теплоносителя, аккумулирующую способность зданий, техническое состояние теплосети, а также множество схем абонентских вводов и неоднородность у различных потребителей соотношения разных видов тепловой нагрузки [10, 35].

3. Точечная застройка в районах с перегруженными участками тепловых сетей. Отсутствие учета увеличения присоединённой нагрузки на ИТ [9, 13, 35, 36].

4. Наличие САР, хотя и имеют неоспоримые преимущества и значительный экономический эффект, но, поскольку потребители тепловой энергии сами формируют систему настроек и это никак не учитывается на ИТ, то они негативно влияют на режимы СЦТ без их учета при построении графиков. Внедрение САР характеризуется переходом к качественному регулированию [13].

При этом к основным причинам, ограничивающим располагаемую мощность СЦТ, необходимо отнести их неоптимальную работу, а также недостаточный уровень финансирования для их развития.

Рассмотрим в качестве примера СЦТ г. Читы (на примере ТЭЦ-1). Основными ИТ в г. Чите являются ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Читинская ТЭЦ-1 (далее – ЧитТЭЦ-1) является самой мощной станцией в составе ПАО «ТГК-14». Электрическая установленная мощность данной станции составляет $452\ МВт$. Тепловая мощность ЧитТЭЦ-1 – $1072\ Гкал/ч$. Данная станция обеспечивает потребность $80\,\%$ потребителей тепловой энергии в г. Чите.

На рис. 1.1. представлена структура присоединенной тепловой нагрузки ЧитТЭЦ-1.

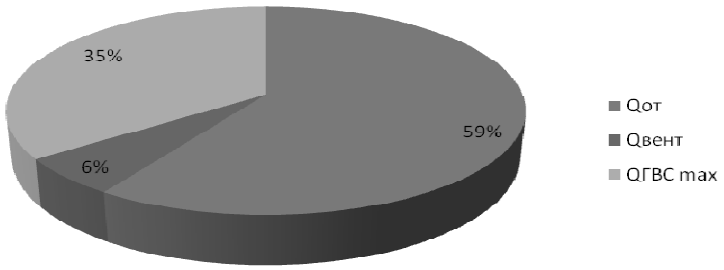


Рисунок 1.1 – Структура присоединенной тепловой нагрузки ЧитТЭЦ-1

Диаграмма указывает на то, что основная доля присоединенной тепловой нагрузки приходится на отопление зданий 59 %, значительную долю в общей структуре занимает нагрузка ГВС 35 %, что определяет необходимость суточного регулирования.

Фактический резерв мощности на источниках централизованного теплоснабжения г. Читы (Читинские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2) отсутствует.

1.2. Современные подходы к оценке методов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ

Современное общество немыслимо без потребления энергии. Производственные циклы, а также системы жизнеобеспечения городов работают на основе использования энергии. Особенности резко континентального климата РФ определяют то, что теплоснабжение потребляет до 45 % всей затрачиваемой энергии органического топлива. Среди различных подходов к оценке технических систем базовым является энергетический. При этом термодинамический анализ на базе эксергетического метода представляет собой разновидность энергетического подхода к изучению и разработке способов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ. Это вызвано тем, что в системах теплоснабжения присутствуют процессы превращения энергии, для изучения которых необходимо учитывать, помимо первого, второе начало термодинамики, а также наличие взаимодействия данных систем с окружающей средой. Жизнедеятельность человечества необратимо изменяет состояние окружающей нас природы, при этом одним

из основных факторов антропогенного воздействия является энергопотребление и связанные с ним выбросы вредных веществ. К примеру стационарные источники выбросов РСФСР составляли $60\,\%$ от всех в СССР ($24{,}8$ *млн т в* 1995 *г.*), включая [37]: $SO_2 - 9{,}2$; $NO_x - 3{,}2$; $CO_x - 7{,}6$; твердые вещества – $6{,}4$; углеводороды – $3{,}5$; летучие органические соединения – $1{,}7$, специфические высокотоксичные вещества (сероуглерод, фтористые соединения, бенз(а)пирен, сероводород и другие) – $< 0{,}5$. В 2004 г. антропогенное воздействие теплоэнергетики составило $58{,}6\,\%$ от $7{,}6$ *млн т* выбросов топливно-энергетического комплекса [38]. Из 316 предприятий – базовых источников антропогенного воздействия на атмосферный воздух – $49{,}4\,\%$ приходится на топливно-энергетический комплекс.

В последнее время особую актуальность приобрело сокращение эмиссии парниковых газов, которые доказано, вызывают глобальное изменение климата. Принятие в 2019 г. Еврокомиссией «Зеленого пакта» сделало реальностью торговлю квотами за выбросы CO_2. Россия приняла Парижское соглашение, чем обязало себя к перспективе углеродной нейтральности, что предъявляет новые требования к энергетике и вызывает необходимость поэтапного сокращения использования традиционных видов топлива и пересмотра существующих технологий.

Глобальный экологический кризис, вызванный лавинообразным ростом антропогенного воздействия на внешнюю среду, определяет необходимость корректировки методов оптимизации технологических систем, в частности СЦТ, таким образом, чтобы свести к минимуму данное воздействие. При этом требуется разработка критериев и методов оптимизации, учитывающих затраты на предотвращение загрязнения окружающей среды [39].

Традиционный подход к оценке эффективности технических процессов, связанных с превращением одних форм энергии в другие, не позволяет в полной мере производить оценку возникающих потерь и установление причин и источников их возникновения. Использование классического энергетического баланса конкретной системы не дает возможности разделения всех потерь, возникающих в системе, на обратимые и необратимые. Применительно к охране природной среды

необходимо отметить практическое отсутствие теоретической базы для рационального распределения и потребления природных ресурсов, позволяющей моделировать взаимодействие объектов промышленности с окружающей средой и производить объективный анализ данного взаимодействия [40, 41]. Существующие методы, основанные на предельно допустимых концентрациях (далее – ПДК) вредных выбросов (при их воздействии только на организм человека), не дают возможности характеризовать суммарный уровень воздействия на окружающую среду в целом.

Необходимо отметить, что оценка мероприятий, направленных на модернизацию объектов энергетики, имеет ряд особенностей, не позволяющих пользоваться только существующими методиками энергетического подхода. Термодинамический анализ [41, 42, 44, 45] учитывает только потоки и потери эксергии, не затрагивая других затрат, определяемых экономическими критериями. Повышение эффективности и увеличение располагаемой мощности СЦТ за счет внедрения энергоэффективных технологий и режимных мероприятий может способствовать достижению значительного экономического эффекта. При этом данные мероприятия могут потребовать значительных капительных затрат и приводят к повышению годовых эксплуатационных затрат при присоединении дополнительных потребителей, что определяет необходимость технико-экономической оценки данных мероприятий [46].

Базовым критерием выбора оптимальных технико-экономических решений в условиях плановой экономики СССР являлся минимум приведенных затрат для народного хозяйства в целом [47]:

$$З = E_н \cdot К + И \,,$$

где $К$ – суммарные капвложения;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности использования капвложений, 1/год;

$И$ – суммарные годовые издержки, учитывающие амортизационные отчисления.

Метод приведенных затрат учитывает влияние на $К$ и $И$ временного факто-

ра (ущерба от «замораживания» капвложений), если реализация проекта занимает более одного года, для чего применяются соответствующие формулы динамических экономических критериев [27, 48, 49]. Ряд авторов [27, 49] корреспондируют данную методику для оценки инвестиций в современных экономических условиях. При этом нормативный коэффициент эффективности капвложений заменяется долей годовой платы за предоставление субъекту хозяйствования кредита (процентная ставка на капитал) [27, 50]. Приведенные затраты разрабатывались в условиях долгосрочных статичных экономических условий со сложившимся уровнем инфляции и стоимости финансов. В целом приведенные затраты не позволяют учитывать факторы текущих экономических условий и требуемые инвестором нормы возврата капитала, поэтому для оптимизационных расчетов необходима разработка другого критерия.

В современной экономической теории основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются чистый дисконтированный доход (ЧДД); индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости [51–55]. А критериями принятия решения при сравнении вариантов являются ЧДД>0, ВНД>ставки дисконта, срок окупаемости меньше срока службы. Экономически целесообразными считаются проекты, имеющие все критерии в рамках установленных норм.

Особенностью оценки целесообразности инвестиционных проектов в СЦТ России является несбалансированность существующего метода распределения затрат и расхода топлива на ТЭЦ между теплом и электроэнергией. По мнению ряда ведущих ученых (А.И. Андрющенко, В.М. Бродянский, Я.П. Шаргут, Е.И. Янковский, В.С. Степанов, А.Б. Богданов и др.), «физический метод» вообще не может рассматриваться как нечто, имеющее научное обоснование. Данная ситуация приводит к тому, что методы экономического обоснования инвестиционных проектов, использующие существующие цены на тепловую и электрическую энергию, могут не отражать глобального оптимума. Примером может служить ситуация, сложившаяся в Сибирском и дальневосточном федеральных округах (далее – СФО и ДВФО). Стратегии развития их энергетической отрасли не позволяет со-

здать условия инвесторам для первоочередного развития теплофикации как высшей технологии энергоресурсосбережения [56, 57].

Планомерное стремление государства в направлении повышения энергетической эффективности экономики должно привести к изменению методов распределения затрат на ТЭЦ. Следовательно, при разработке методов оценки целесообразности инвестиционных проектов в СЦТ необходимо придерживаться теоретически обоснованных термодинамических подходов.

Основным принципом оценки эффективности инвестиционных проектов является заимствованный в зарубежной практике [55] принцип учета многообразия интересов, согласно которому мероприятие может быть признано экономически эффективным только при условии его экономической целесообразности для всех его участников и если не имеет негативного эффекта на субъектов не участвующих в нем. Реализация данного принципа при оценке методов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ возможна только на основе комплексного анализа, учитывающего взаимосвязь между параметрами экономической эффективности инвестиций, термодинамическими особенностями производства тепловой энергии и их взаимосвязи с окружающей средой.

1.3. Снижение затрат топлива в СЦТ РФ

Климат большей части территории России может характеризоваться как континентальный. При этом значительная часть расположена в зонах резко континентального климата (примером может служить Забайкальский край). Средняя температура самого холодного месяца составляет $-26{,}6\ ^0C$, минимальная же температура может доходить до $-55\ ^0C$. Средняя температура самого жаркого месяца $+18{,}8\ ^0C$, максимальная температура может достигать $+55\ ^0C$. Количественным показателем, характеризующим климатические особенности регионов, может служить интегральная характеристика отопительного периода, которая оценивается суммой среднемесячных разностей температур внутреннего и наружного воздуха за отопительный период [59–61]. Среднее значение этого показателя в

России $5000\ ^{0}C \cdot сут.$, что почти в 2 раза выше, чем в Дании и США. Это значение выше, чем для самой северной страны Европы – Швеции ($4017\ ^{0}C \cdot сут.$) [61]. При этом интегральная характеристика регионов Сибири и Дальнего востока с резко континентальным климатом значительно больше и достигает $12045\ ^{0}C \cdot сут.$ для Оймякона [61]. Такие климатические условия предопределяют развитие теплофикации в России, а также необходимость ее развития посредством повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ.

Крупный вклад в формирование науки о теплофикации, создание оборудования и теплофикационных систем внесли советские ученые и специалисты В.В. Дмитриев, Л.Л. Гинлер, Л.А. Мелентьев, Н.И. Дунаевский, С.Ф. Копьев, Е.Я. Соколов, Е.Ф. Бродянский, Н.К. Громов, Е.П. Шубин, В.П. Таранов, Г.И. Россиевский, Г.Б. Левенталь, Л.С. Попырин, А.И. Андрющенко, Л.С. Хрилёв, Ю.М. Хлебалин, Р.З. Аминов, Ю.Е. Николаев, Д.Т. Аршакян, В.Я. Хасилев, Н.М. Зингер, Е.И. Бенесон, Д.М. Будянский, А.А. Мадоян, В.И. Шарапов, В.М. Боровков, Б.Н. Громов, И.А. Смирнов и др., а также коллективы ЦКТИ, ВТИ, СЭИ, ИТФ, ЭНИН, ВЭП, ТЭП, УТМЗ, ЛМЗ, ХТМЗ, ОРГРЭС [27].

Для достижения системного эффекта энергосбережения и повышения энергетической эффективности России необходимо применение методов системного анализа и оптимизации с учетом приведенных выше особенностей централизованного теплоснабжения [6, 27, 39, 61–69]. Множество работ, посвящено вопросам термодинамических циклов [61, 70–73] и оптимизации их параметров [61, 74–78]. Однако при выполнении этих работ, как правило, не учитывалось влияние на результативный расход топлива в системе параметров сети и потребителей теплоты – абонентов [61]. Снижению затрат энергоносителей на обеспечение функционирования потребителей тепловой энергии также посвящено значительное количество трудов. При этом методы можно разделить на затрагивающие повышение теплотехнической эффективности зданий [58, 61, 79–94], модернизацию систем отопления и ГВС [12–24, 27–33, 50, 61, 95–105], включая применение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии [106–137], а также повышение эф-

фективности и совершенствование режимов тепловых сетей [9–19, 33, 50, 61, 138–161].

Незатухающий интерес научного сообщества доказывает особую актуальность и важность вопросов, связанных с повышением эффективности и увеличением располагаемой мощности СЦТ.

Другим важным направлением научных исследований, связанных с совершенствованием процессов преобразования энергии органического топлива, является снижение экологической нагрузки от котельного оборудования систем теплоснабжения. Существующие методы снижения вредных выбросов от котельного оборудования затрагивают в основном вопросы, связанные с очисткой дымовых газов от NO_x [162–188], а также SO_2 [165, 167, 171, 173, 189–194]. Данные способы, осуществляющие различные технологии, имеют высокую эффективность на КА, работающих в СЦТ, но их экономическая эффективность и затраты на внедрение и текущую эксплуатацию не позволяют осуществить их внедрение, поскольку снизят конкурентоспособность отпускаемой продукции (в том числе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии). Следовательно, необходимо разработать технико-экономически обоснованные способы уменьшения антропогенного воздействия от КА, сопоставимых с существующими по эффективности. Кроме того, внедрение использования золошлаковых отходов (по примеру западных стран) требует разработки соответствующих методик оценки функционирования КА при производстве нескольких видов товарной продукции и внедрении мероприятий, направленных на повышение их экологической эффективности.

В условиях требования декарбонизации производства тепловой и электрической энергии особенно актуальными становятся разработки посвященные использованию биотоплива. К наиболее перспективным разработкам в области переработки биомассы в синтетические жидкие топлива и электроэнергию следует отнести работы коллектива под руководством Тюриной Э.А.[197-199] Также к перспективным технологиям снижения вредных выбросов и уменьшения углеродного следа тепловой энергетики следует отнести перевод твердотопливных

котельных агрегатов на сжигание газа. Наиболее перспективной следует признать циклонно-вихревую технологию сжигания, которая позволяет значительно повысить КПД КА и осуществлять малозатратную модернизацию при смене вида топлива. Теоретическое обоснование и внедрение данной технологии осуществляется под руководством Штыма К.А. в Дальневосточном федеральном университете [200].

Одной из причин сложившейся ситуации относительно экономической целесообразности способов снижения вредных выбросов является неадекватно низкий уровень платы, начисляемой экологическими службами государства за выброс загрязняющих веществ в атмосферу, не учитывающий всей полноты ущерба, наносимого объектами промышленности и энергетики окружающей среде (по сравнению с затратами этих объектов на приобретение топливно-энергетических ресурсов и прибыли от реализации). По этой же причине в энергетической отрасли РФ наблюдается низкий уровень внедрения различных технологий, направленных на повышение экологической безопасности производственных объектов [41].

По данным электронного ресурса ProTown.ru, наибольшее количество выбросов приходится на атмосферу от стационарных источников (см. таблицу 1.4).

Таблица 1.4

Распределение по видам негативного воздействия

Виды негативного воздействия	Доля суммарной величины, %
Выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников	51,93
Выбросы в атмосферный воздух от передвижных источников	0,34
Сбросы в водные объекты	6,03
Размещение отходов	41,7

В России плата за выброс вредных веществ в экологический фонд составляет десятые доли процента от расходов на топливо. Это вызвано тем, что в основе существующих методик расчета лежит ПДК выбросов по компонентам. Процессы повышения энергоэффективности и экологичности СЦТ, а также повышения их располагаемой мощности являются взаимосвязанными и характеризуются целым рядом факторов. Их определение, анализ степени влияния на динамику процессов, а также разработка методов повышения экологической эффективности явля-

ется важной государственной задачей, имеющей как научное, так и практическое значение.

Актуальность данной проблемы подтверждается также тем, что она соответствует одному из приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в РФ [196]: «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», а тематика работы попадает под три пункта критических технологий РФ [196]: «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе», «Технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии» и «Технологии новых и возобновляемых источников энергии, включая водородную энергетику». Кроме того, направление работы определено в соответствии с распоряжением Правительства РФ «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года» от 13.11.2009 г. № 1715–р.

Разработку наиболее рациональных способов использования НИЭ необходимо рассматривать как приоритетное направление для решения этой задачи. Использование как ВИЭ, так и ВЭР позволяет добиться реальной экономии органического топлива в СЦТ, а также будет способствовать развитию теплоэнергетической инфраструктуры для поддержания темпов роста строительной отрасли в условиях низкой обеспеченности финансовыми ресурсами и сложной экологической обстановки в большинстве городов РФ.

1.4. Современные методы оптимизации режимов работы СЦТ

Оптимизация режимов работы теплоэнергетического оборудования в СЦТ относится к разряду беззатратных методов повышения конкурентоспособности предприятий энергетики [201]. Данная задача состоит из двух взаимосвязанных подзадач: оптимизация распределения тепловой и электрической энергии между турбинами ТЭЦ и оптимизация отпуска теплоты от ТЭЦ с учетом функционирования потребителей тепловой энергии. Существуют различные методы оптимизации на базе функциональных зависимостей, но удовлетворяющих необходимым требованиям оптимизации энергетических задач существует не так уж и много. В

[202] описаны методы и приемы оптимизации, нашедшие применение в энергетике, такие как: метод относительных приростов, метод локального поиска, метод динамического программирования, метод возможных направлений, метод ветвей и границ. Метод относительных приростов основан на сопоставлении характеристик относительных приростов расхода, строящихся путем дифференцирования расходных характеристик, не учитывает граничных неравенств, характеризующих задачи оптимизации. Метод локального поиска на каждом этапе отыскивает улучшение исходного режима в предположении, что таким путем можно постепенно прийти к наилучшему режиму. Этот метод позволяет отыскать ближайший локальный оптимум [6, 203]. Метод динамического программирования относится к методам поиска глобального оптимума [204] посредством упорядоченного перебора возможных решений, требует независимости работы отдельных блоков в комплексной модели оптимизации. Метод возможных направлений [205] основан на том, что предполагается известным оптимальный режим для одного значения суммарной нагрузки и указывается процедура перехода (расчетного) к другому значению. Метод ветвей и границ позволяет решать комбинаторные задачи, т. е. задачи определения минимума (максимума) некоторой функции, заданной на множестве комбинаций [206]. В [207] представлены градиентные методы оптимизации, основанные на определении приращений функций при конечных изменениях переменных, достаточно хорошо отработаны для решения задач, в которых эти переменные независимы [160, 211].

1.4.1. Оптимизация распределения тепловой и электрической энергии между турбинами ТЭЦ

Одним из наиболее выгодных и беззатратных путей для повышения экономичности ТЭС является оптимальное распределение нагрузок между турбоагрегатами. При этом необходимо учитывать, что следует правильно распределить не только электрическую, но и тепловую отопительную, и производственную нагрузки. Сложность данной проблемы требует использования мощной вычислительной техники и методов оптимизации, позволяющих обеспечить создание

компьютерных оптимизационных моделей.

К одной из задач нелинейного программирования [77] относится оптимизация режимов работы теплоэнергетического оборудования ТЭЦ [211]. Существует множество вариантов решения и постановок данной задачи, но нет однозначного решения.

Одним из оригинальных решений данной задачи является предложенная база данных [208], в которой указаны все режимы работы оборудования и которая поможет решить задачу оптимального распределения нагрузок. Алгоритм использования метода [208] представлен на рисунке 1.2.

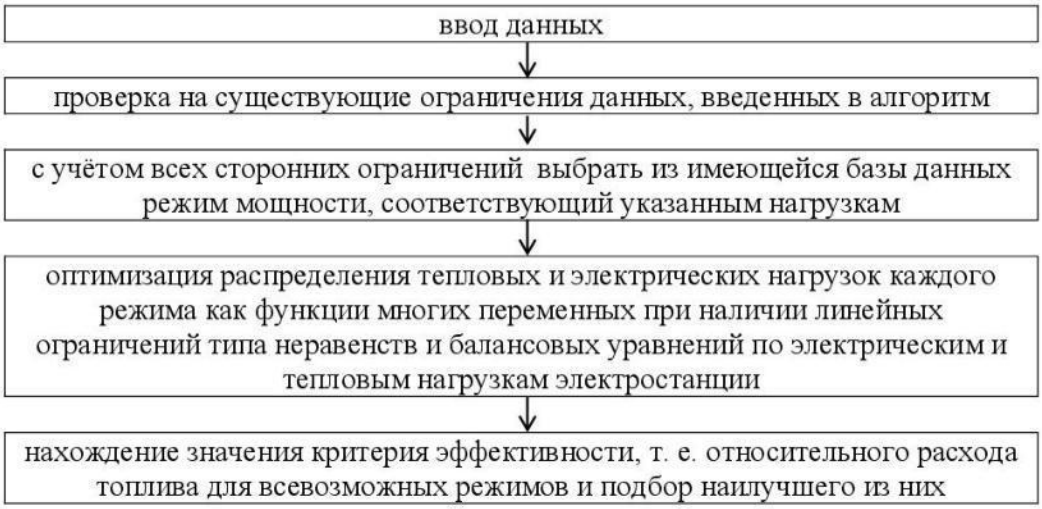


Рисунок 1.2 – Алгоритм использования метода [208]

При этом в [160] отмечается, что алгоритм, представленный на рисунке 1.2, имеет ряд недостатков:

– диапазон возможного изменения нагрузок незначителен в случае, если станция имеет блочную компоновку, и такой подход в какой-то мере может быть оправдан;

– существует вариант неблочной компоновки станции и/или котлов, работающих на газу. В этом случае диапазон возможных режимов увеличивается, при этом размер базы данных также будет значительно увеличен;

– данный подход не дает возможности корректировать значения по отношению к качеству теплообменного оборудования.

Ряд авторов используют при решении задач оптимизации методы получения

коэффициентов в нелинейных уравнениях энергетических характеристик [211], а также коэффициентов Лагранжа. При этом для станции с четырьмя теплофикационными ТА составляется 13 уравнений. Некоторое оборудование накладывает определенные ограничения, которые необходимо учитывать при решении оптимизационных уравнений.

Диссертация [214] посвящена оптимизации состава работающего оборудования электростанций энергосистем с учетом энергетических характеристик, а также методике получения данных характеристик. При этом прирост топлива находится в линейной зависимости от энергетических характеристик, что не совсем корректно, но так как уровень развития вычислительной техники в то время находился на низком уровне, данное упущение рассматривалось авторами как допустимое. Хотя вопрос получения нелокального оптимума при таком подходе остается открытым.

Авторами статьи [159] представлена оптимизационная модель энергосистемы, содержащей помимо тепловых гидроэлектростанции. Рационализация функционирования ТА ТЭЦ основывается на использовании архивов режимов работы.

Для того чтобы подробно проанализировать рациональность модернизаций существующих схем ТА, в том числе направленных на использование ВЭР, требуется произведение значительного количества режимных расчетов, при том что схемы ТА характеризуются большим количеством элементов и трубопроводов. Реальные процессы, происходящие в ТА, особенно в ее проточной части, характеризуются значительной сложностью моделирования. Получение таких зависимостей в наше время будет стоить больших затрат ресурсов, что приведет к значительному увеличению затрат и, как следствие, тарифов. Разработка реальных моделей ТА необходима не только при обосновании рационализации их тепловых схем, но и при оптимизации режимов. Данная задача решалась различными научными (СЭИ, ЦКТИ, ВНИИЭ и др.) и образовательными (НИУ МЭИ, НИУ ИрГТУ, НГТУ СФУ, ДВФУ, ИГЭУ и др.) организациями [215–225].

Авторами [6, 160] констатируется, что активное развитие вычислительной техники, произошедшее за последние 10 лет, привело к тому, что почти достигнут предел по частоте процессора и дальнейшие исследования ведутся в направлении

создания многопоточных приложений. Возможности вычислительной мощности, которые имеются на сегодняшний день, можно использовать для создания алгоритмов, способных решать сложные вопросы в области моделирования в энергетике. Также в [6, 160] приводится некоторая иерархия таких программ:

1) создание программного продукта индивидуально для каждой тепловой схемы, что имеет трудности при переходе к другим схемам, вынуждает переписывать алгоритм;

2) создание алгоритмов, которые позволяли изучить ряд тепловых схем, лежащих в определенном интервале переключений связей [77, 256], не актуально, так как их недостатком является сложная настройка модели под новые требования;

3) модульное программирование, основанное на создании отдельных процедур; такую модель проще перестроить под новые условия [216-219], однако она ограничена в применении;

4) система машинного построения программ (СМПП), модель конструктора, позволяющая собирать схемы практически любой конфигурации и производить вычисления [221].

Самое большое распространение получают графовые модели [226], используемые для расчёта тепловой схемы произвольной конфигурации. Данную систему сложно реализовать в программном продукте [160].

Различные способы решения задач оптимизации параметров ТЭУ и энергосистем были предложены в разные годы сотрудниками Сибирского энергетического института Сибирского отделения Академии наук СССР: Л.С. Попыриным, Ю.В. Наумовым, Г.Б. Левенталем [222, 227–244]. В их трудах рассмотрены методы решения системы балансовых уравнений, приемы поиска наилучшей последовательности решения системы уравнений, метод определения исходного допустимого решения, методы аппроксимации исходных сложных зависимостей. Наиболее ранние работы базируются на методе компиляции программ из стандартного набора процедур, каждая из которых предназначена для расчета однотипных элементов технологических схем. В описанных ими математических мо-

делях учтены внешние связи ТЭУ [245].

В НГТУ Г.В. Ноздренко и П.А. Щинниковым был предложен дифференциально-эксергетический подход к анализу схем и оптимизации режимов работы ТЭС. [56] Данный подход основан на определении эксергетического КПД системы сложных элементов энергоблоков и позволяет добиться оптимального распределения нагрузок, но не учитывает особенности работы ТЭС на конкурентном рынке электроэнергии.

Во ВНИИЭ создана методика так называемых эквивалентных характеристик [246] основанная на относительных приростах по различным турбоагрегатам. Э.К. Аракеляном был разработан метод штрафных функций [247–248] с учетом диаграмм режимов.

Сплошной перебор также используется при оптимизационных исследованиях [249–253], специальные методы перебора для теплоэнергетических систем с учетом термодинамических подходов рассмотрены в трудах [252–254]. В работе [255] предложен комплексный подход к решению задачи математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭЦ. Все исследования были проведены на основе крупной промышленно-отопительной ТЭЦ Мосэнерго с блочной компоновкой. Авторы использовали нелинейные математические модели основного энергетического оборудования ТЭЦ [245].

Задачи анализа состояния и распознавания характеристик теплоэнергетического оборудования осуществлены в работах А.С. Максимова и др. [256–258]. Разработан программно-вычислительный комплекс оптимизации режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования по результатам измерений параметров в различных точках технологических схем паровых котлов и турбин [159]. Сложность модели заставила авторов пользоваться методами линеаризации целевых оптимизационных функций.

Основываясь на том, что современная вычислительная техника находиться на высоком уровне развития, появилась возможность решать более сложные задачи математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭЦ. Большой вклад был внесен сотрудниками Института систем энергетики им. Л. А. Ме-

лентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН), А.М. Клером, Н.П. Декановой, А.С. Максимовым, Е.Л. Степановой [259–282]. В их работах представлены подробные модели ТЭС со сложными схемами [245].

СМПП, созданная в СЭИ [222] и переработанная до СМПП-ПК [266, 275, 282, 283], позволяет достаточно точно моделировать тепловые схемы ТЭС. Значительное количество научных исследований посвящено ее использованию [267–271, 274, 276, 280, 281].

В задачах, описанных ранее для оптимизации режимов работы ТЭЦ, не бралась в расчёт особенность работы электрической станции на ОРЭМ. Данные задачи решались для случая централизованного управления. Также решались задачи нахождения максимальной и минимальной электрической мощности при установленной тепловой и электрической нагрузках.

В работе А.М. Клера, Н.П. Декановой, Е.Л. Степановой [325] для решения была предложена проблема оптимизации состава оборудования, работающего на ТЭЦ. Предложенная ими методика основывалась на том, что дискретные параметры (число включенных в работу агрегатов) могут меняться без перерыва. С опорой на результаты произведенных расчётов в работе был выявлен наилучший состав работающего оборудования котельной, с учётом того, что режим длился бесконечное число времени.

В настоящее время большинство энергосистем работают в условиях ОРЭМ, поэтому задачи оптимизации состава оборудования должны отражать вариативный характер полезного отпуска. Авторы [245, 284, 285] признают, что на каждом временном интервале может возникнуть необходимость рассмотрения десятков и даже сотен вариантов состава работающего основного оборудования. Если для всех этих вариантов решать нелинейные задачи оптимизации для выбора трех ступеней мощности на рынке на сутки вперед, необходимые для расчета математического ожидания прибыли, то это потребует неприемлемо большого расхода стандартных вычислительных ресурсов. Поэтому актуальной задачей является оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием современных многопоточных приложений.

1.4.2. Существующие научно-технические разработки по оптимизации отпуска теплоты от ТЭЦ с учётом функционирования тепловых сетей и потребителей тепловой энергии

В работе [143] ставится вопрос об управлении качеством теплоснабжения, целью которого является регулирование отпуска тепла для покрытия спроса населения, причем наиболее экономичным путем. В первом приближении это значит – не допускать перегревов отапливаемых помещений, соблюдая при этом регламентируемые значения микроклиматических параметров. Авторы рассматривают распределение тепловой нагрузки потребителя между системой централизованного теплоснабжения (СЦТ) и дотопом потребителя за счет индивидуального электрообогрева. В [286] рассматривается СЦТ Украины, где отпуск тепла ТЭЦ ограничивается объемами поставок газа. Результатом работы стало управление отпуском теплоты на основании как прогнозов температуры наружного воздуха, так и по сигналу «сверхпотребления» электроэнергии на дополнительный электрообогрев. Если с использованием двух- или трехдневных прогнозов наружной температуры для упреждающего управления и планирования отпуском теплоты можно согласиться, то регулирование пиков теплопотребления за счет дотопа представляется спорным.

Авторы работы [287] полагают, что функционирование системы теплоснабжения необходимо оценивать с учетом эффективности использования энергии у потребителя и ставят задачу создания упрощенной математической модели системы теплоснабжения, замыкающейся на потребителе тепловой энергии. Ими была создана модель системы теплоснабжения микрорайона. Она включает в себя:

– источник теплоснабжения (водогрейную котельную);

– магистральную тепловую сеть;

– потребителя: микрорайон с однотипными жилыми зданиями.

Кроме того, при создании модели [287] были приняты следующие упрощения:

– система теплоснабжения предназначена для поддержания расчетной тем-

пературы в жилых помещениях;

– теплоисточник рассматривается как водогрейный котел;

– в системе отсутствует разбор горячей воды на горячее водоснабжение и утечки теплоносителя на источнике, в тепловой сети и у потребителя;

– тепловая сеть представляет собой магистральный трубопровод с отводами теплоносителя на каждый дом.

Для каждого элемента системы определена своя окружающая среда.

Алгоритм проведения исследований построен так, что расчет производится в несколько этапов:

– первая итерация – выбор конструктивного исполнения всех элементов системы при расчетных параметрах температуры наружного воздуха и скорости ветра;

– последующие расчетные исследования проводятся при условии наличия в системе выбранных конструкций.

При этом определяются основные параметры системы (температура теплоносителя, от источника и до потребителя, обеспечивающая заданные параметры микроклимата, давление теплоносителя в различных точках теплосети, теплопотери в элементах системы, необходимый отпуск теплоты источником).

Существенными недостатками данной модели являются однотипность потребителя и отсутствие разбора горячей воды, отсутствие при рассмотрении системы влияния температуры возвращаемого теплоносителя на работу источника теплоты, в качестве источника рассматриваются только котельные.

Существуют разработки ряда авторов [145, 288] по оптимизации отпуска теплоты от ТЭЦ путем ночного снижения температуры прямой сетевой воды, учитывающего резкое и продолжительное снижение ее в ночное время, в основном из-за снижения нагрузки горячего водоснабжения. Согласно [6, 7, 145], анализ теплопотребления показывает, что нагрузка горячего водоснабжения коммунально-бытового сектора в течение суток колеблется в значительных пределах и в ночной период времени снижается до 8 % от расчетной. Очевидно, что в период ночного снижения нагрузки ГВС появляется возможность снижения температуры

прямой сетевой воды до значения, соответствующего чисто отопительному графику. При предлагаемом режиме работы теплосети необходимо учитывать удаленность от потребителей источника теплоснабжения и конкретное время перехода с одного режима работы на другой потребителей горячего водоснабжения. Утренний максимум нагрузки горячего водоснабжения соответствует 8.00, ночной минимум начинается с 0.00 [145]. Осуществлять изменение температуры прямой сетевой воды предлагается с учетом времени циркуляции воды в тепловой сети, рассчитанного по точке среднего расхода. Под точкой среднего расхода подразумевается участок магистральной тепловой сети, где расчетный расход сетевой воды равен половине расхода теплоносителя выходящего с ТЭЦ. При этом максимальная скорость изменения температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ не должна превышать 30 ^{0}С/ч [145].

Наличие срезки в температурном графике приводит в данный период к перегреву помещений. Повышение при этом температуры обратной сетевой воды увеличивает тепловые потери в сети и снижает экономичность отпуска тепла от турбин. Все это ведет в конечном счете к перерасходу топлива. Таким образом, предлагаемый метод суточного регулирования температурного графика позволяет получить большую мощность ТЭЦ в часы максимума электрической нагрузки (6.00 – 10.00). Очевидно, что снижение температуры обратной сетевой воды совпадает с утренним максимумом графика электрических нагрузок, что увеличивает в данный период времени естественную маневренность ТЭЦ.

К недостаткам данных разработок можно отнести то, что изменение температуры прямой сетевой воды в течение суток производится только относительно ночного снижения нагрузки горячего водоснабжения (не учитываются дневные пики и провалы нагрузки ГВС для различных видов потребителей тепловой энергии и изменение температуры наружного воздуха в течение суток). Кроме того, при рассмотрении температурного запаздывания теплосети не учитывается изменение потерь теплоты трубопроводами в зависимости от изменения температуры теплоносителя.

Наиболее изученными вопросами в области расчета и оптимизации ТСС яв-

ляются следующие задачи и методы:

– методы расчета и оптимизации ТСС;

– разработка и формирование технических направлений развития систем, обоснование их рациональных масштабов и структуры, реконструкции и инновационного преобразования;

– выбор количества и мест расположения источников теплоты и схемы тепловой сети;

– определение параметров тепловой сети (диаметров трубопроводов, мест расположения и параметров насосных и дроссельных станций и т. д.);

– определение расчетных гидравлических режимов системы в целом [321].

Постановка и методы решения этих задач имеют большую историю, как в нашей стране, так и за рубежом [289–299].

Из всех известных работ, направленных на изучение оптимизации параметров тепловых сетей, особое внимание стоит уделить работам таких авторов, как: Б.Л. Шифринсон [284], А.М. Занфиров [216], В.Я. Хасилев [294, 302, 303], Е.П. Шубин [295], Е.Я. Соколов [50], Н.М. Зингер [290, 304], Н.К. Громов [289, 305], Л.С. Хрилев [306]. Укрупненные технико-экономические показатели для расчёта тепловых сетей, полученные в работах этих авторов, и сегодня используются для проектирования теплоснабжающих систем.

Метод динамического программирования для теплоснабжающих систем [307], впервые предложенный чл.-кор. РАН А.П. Меренковым, оказался более эффективным для выбора оптимальных параметров. Этот метод помогает вычислять глобальный оптимум. Развитие данный метод получил в научных исследованиях СЭИ (ИСЭМ СО РАН) [291, 308–312].

Для того чтобы улучшить многоконтурные системы в ИСЭМ, был предложен метод, который основывался на последовательном улучшении решений – метод многоконтурной оптимизации. Он получился при объединении двух методов: потокораспределения и динамического программирования. Работы [310, 313] посвящены описанию данного метода.

Теория гидравлических цепей – комплексное направление, охватывающее

широкий круг вопросов математического моделирования, расчёта и улучшения трубопроводных систем различного назначения, а также включающее в себя математическое описание гидравлических цепей (далее – ГЦ), методы гидравлического расчёта, задачи и методы оптимизации структуры и параметров ГЦ. Общую теорию описал В.Я. Хасилев [314], А.П. Меренков развил ее [310]. Коллектив СЭИ (ИСЭМ СО РАН) продолжает развивать ее в современных работах [291, 293, 311, 315, 316].

Также коллектив СЭИ (ИСЭМ СО РАН) определил развитие теоретической базы оптимизации тепловых сетей. К наиболее значимым исследователям в данной области необходимо отнести Б.М. Кагановича, Е.В. Сеннову, В.А. Стенникова, Н.Н. Новицкого [109, 117, 290, 293, 308, 312, 315, 316, 318, 330].

Одним из наиболее актуальных вопросов, изучаемых в работах отечественных специалистов, остаётся вопрос эффективной эксплуатации тепловых сетей, в том числе при работе нескольких источников и определении эффективного радиуса теплоснабжения [319–321, 326–328].

Из-за сложившихся новых экономических условий произошло разделение по собственности отдельных элементов ТСС, что привело к нарушению организационной «целостности» структуры ТСС. Это произошло в связи с новыми сложившимися экономическими условиями, обусловившими конфликт интересов между участниками процесса.

В некоторых случаях возникают специфические ситуации, характеризуемые противоречиями участников (производители тепловой энергии, теплосбытовые организации и потребители), которые можно назвать конфликтными. В связи с этим необходимо использовать новые подходы для разрешения сложившихся специфических ситуаций. Поэтому так важно найти такие оптимальные условия, при которых участники конфликта были бы заинтересованы не только в соблюдении своих интересов, но и в развитии ТСС в целом. Данные задачи приводятся к иерархическому управлению [322–324].

В работе [329] рассматривается организационная модель рынка тепловой энергии в формате Единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО), дей-

ствующей в условиях свободного (либерализованного) и регулируемого тарифообразования. Для либерализованных условий предлагается равновесная математическая модель, основанная на микроэкономической модели монопольного рынка. Данная математическая модель позволяет в составе единого экономического критерия учитывать затраты, связанные с производством и транспортировкой тепловой энергии, и определять равновесие спроса и предложения тепловой энергии. Для регулируемой модели рынка тепловой энергии в формате ЕТО рассмотрен вариант формирования тарифа для потребителей жилищно-коммунального комплекса на уровне средних суммарных затрат, а для промышленных потребителей – по спросовой характеристике.

Существующие модели в слабой степени отражают инерционные свойства самих систем и потребителей тепловой энергии, характеристики применяемого на абонентских вводах оборудования и резкопеременный характер нагрузки горячего водоснабжения. Данные недостатки определяют необходимость формирования новых подходов при моделировании и оптимизации отпуска теплоты от ТЭЦ с учётом функционирования тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

1.5. Постановка решаемой проблемы, цели, задачи и структуры исследования

Учитывая особую важность повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности современных СЦТ РФ, для их экономически обоснованного осуществления необходимы разработка и внедрение наиболее рациональных способов достижения фактической экономии топливно-энергетических ресурсов и развития теплоэнергетической инфраструктуры. В основу этих способов должно быть заложено комплексное использование НИЭ и малозатратных методов рационализации в СЦТ. При этом данные способы должны относиться ко всем элементам комплекса «ТЭС – тепловая сеть – потребитель тепловой энергии».

Структурная схема работы представлена на рисунке 1.3.

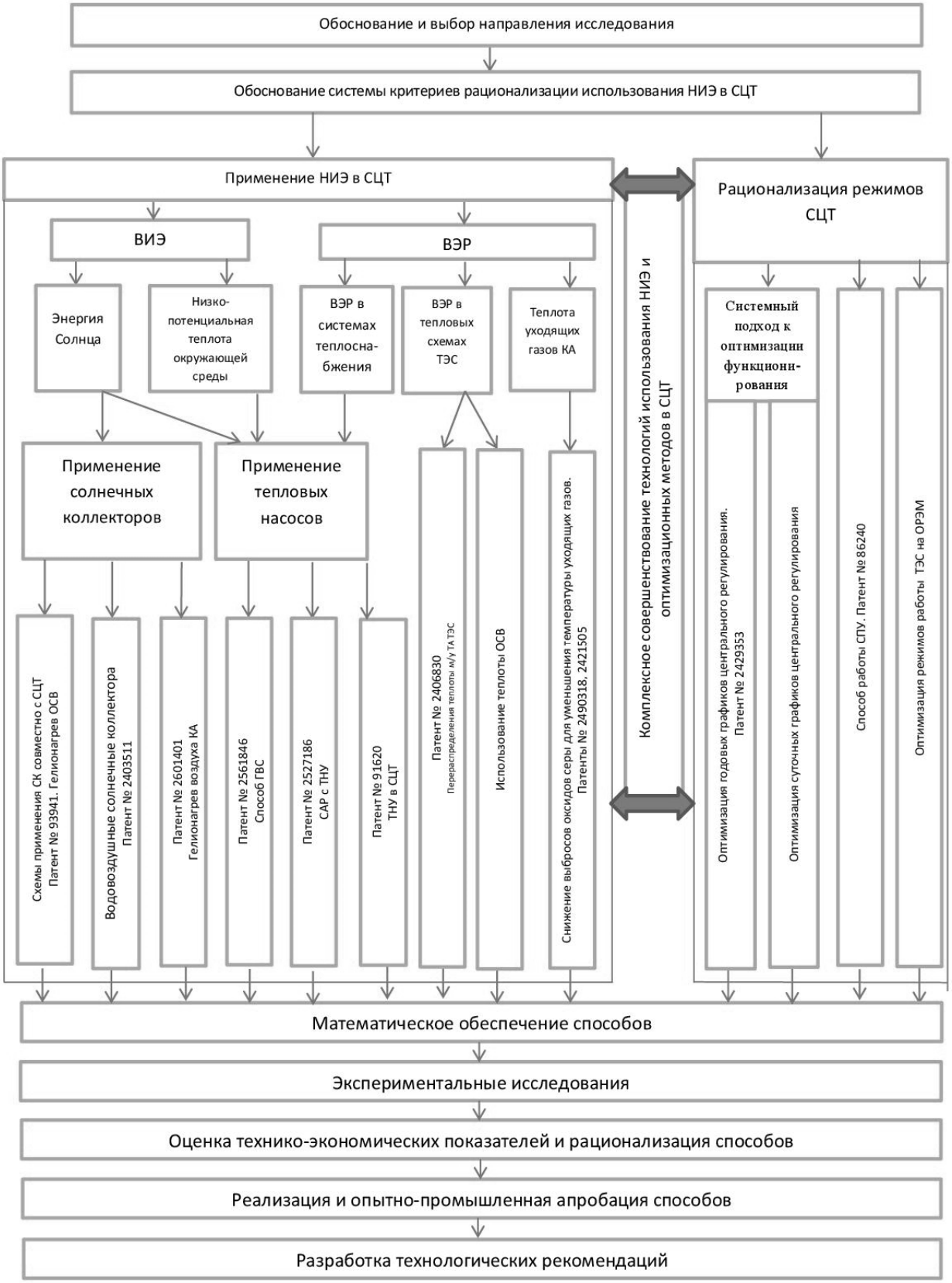


Рисунок 1.3 – Структурная схема диссертационного исследования

В СЦТ к НИЭ можно отнести:

– применение энергии Солнца;

– применение низкопотенциальной теплоты окружающей среды;

– ВЭР в системах теплоснабжения, обусловленные нерациональными режимами работы и схемами функционирования;

– ВЭР в тепловых схемах ТЭС, обусловленные нерациональными режимами работы и схемами функционирования;

– теплота уходящих газов котельных агрегатов ТЭС.

Комплексное исследование должно содержать систему взаимосвязанных действий: разработка способа; его математическое обеспечение; экспериментальная верификация математического обеспечения; его технико-экономическое обоснование и рационализация; реализация и опытно-промышленная апробация. Для подтверждения реализуемости и новизны разрабатываемые способы должны быть подтверждены соответствующими объектами интеллектуальной собственности.

Кроме того, наличие в современных СЦТ РФ комбинированной выработки тепловой и электрической энергии требует строгого теоретического обоснования внедряемых способов использования НИЭ и оптимизационных методов. Режимные методы в системах теплоснабжения и тепловых схемах ТЭС должны быть основаны на соответствующих математических моделях, подтвержденных экспериментальными исследованиями. Разрабатываемые способы использования НИЭ в СЦТ должны быть рационализированы для достижения их максимальной эффективности, также необходима технико-экономическая оценка их эффективности, реализация и опытно-промышленная апробация.

Целью диссертационной работы является решение комплексной научной проблемы развития региональной энергетики путем разработки взаимосвязанных методических подходов, теоретических положений, математических моделей, направленных на комплексное совершенствование технологий тепловой и нетрадиционной энергетики в СЦТ..

В работе поставлены и решены следующие основные задачи:

– разработка технологических рекомендаций по совершенствованию существующих СЦТ за счет использования НИЭ;

– совершенствование технологий использования СК и ТНУ для развития СЦТ;

– разработка малозатратных способов энергосбережения в тепловых схемах ТЭС и при отпуске тепловой энергии в СЦТ;

– разработка и рационализация способов снижения вредных газовых выбросов от объектов теплоэнергетики;

– технико-экономическое обоснование и апробация использования СК и ТНУ, а также малозатратных способов энергосбережения в тепловых схемах ТЭС и при отпуске тепловой энергии в СЦТ;

– апробация технико-экономически обоснованных (за счет использования ВЭР) способов снижения вредных газовых выбросов от объектов теплоэнергетики.

1.6. Выводы по главе 1

1. Решение задачи снижения энергоемкости ВВП на 40 % к 2020 году оказалось невозможно, в том числе за счет невыполнения показателей эффективности теплоснабжения – одной из наиболее затратных областей народного хозяйства РФ, которая является крупнейшим потребителем органического топлива (≈ 400 *млн т у. т./ г.*, или 45 % от общего расхода).

2. Состояние большинства СЦТ ограничивает возможность присоединения дополнительных мощностей и, как следствие, стало одним из основных ограничительных факторов, не позволивших реализовать государственные программы обеспечения доступным и комфортным жильём и коммунальными услугами граждан РФ.

3. Сложные климатические условия большинства регионов России, обусловленные резко континентальным климатом, вызывают необходимость снижения удельного энергопотребления в РФ, а также сохранения и развития теплофикации на базе СЦТ, что закреплено в актуальных государственных программах развития энергетики.

4. Выполнение требований глобального энергоперехода для СЦТ РФ невоз-

можно без разработки, обоснования и внедрения наиболее рациональных способов достижения фактической экономии топливно-энергетических ресурсов за счет комплексного совершенствования технологий тепловой и нетрадиционной энергетики во всех элементах комплекса «ТЭС – тепловая сеть – потребитель тепловой энергии». Решение данной задачи выбрано в качестве основного направления исследования.

5. Вторым направлением исследования является разработка и технико-экономическое обоснование малозатратных способов комплексного использования ВЭР и оптимизационных методов для повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ.

6. В качестве отдельного направления исследования выделены разработка и технико-экономическое обоснование использования ВИЭ для повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ.

7. Четвертым направлением исследования является разработка технико-экономически обоснованных способов снижения вредных выбросов от объектов теплоэнергетики, позволяющих использовать теплоту уходящих газов в качестве ВЭР.

ГЛАВА 2. ПРИМЕНЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наиболее перспективным направлением снижения потребления органического топлива является использование ВИЭ. Климатические условия резко континентального климата определяют использование энергии Солнца как приоритетное. Применение ВИЭ в СЦТ может осуществляться как у потребителей, так и на источнике теплоснабжения. Глава 2 посвящена ряду внедренных и находящихся на стадии внедрения методов использования в СЦТ возобновляемой энергии Солнца с применением СК [410, 411, 455].

2.1. Схемы использования солнечных коллекторов в СЦТ

В России, по сравнению с западными странами, значительно более энергозатратная экономика, что определяется как климатическим, так и технологическими факторами. Кроме того, низкая энергоэффективность определяется минимальным использованием ВИЭ. Чтобы сделать экономику России менее энергозатратной, в нашей стране была принята программа «Экологически чистая энергетика», в которой заложены принципы увеличения темпов развития энергетики: повышение требований к энергосберегающим технологиям, а также переход на НИЭ, в частности – на солнечную энергетику [418, 420].

Общеизвестно, что использование даже малой доли солнечной энергии поможет значительно снизить объемы использования органического топлива. Самый эффективный на сегодняшний день способ, позволяющий использовать энергию Солнца в большом объеме в СЦТ, это гелионагрев воды, при котором возможно применение различных типов СК. В нашей стране данная технология не нашла широкого применения. Реальная эффективность работы СК зависит от солнечной активности (с учетом атмосферных явлений) и разности температур [126], так как в Забайкальском крае высокая солнечная активность в течение всего года. Небольшое число облачных дней в году увеличивает эффективность СК.

Чтобы наглядно показать возможность использования СК в нашем крае, в таблице 2.1 представлен сравнительный анализ нескольких регионов с высокой солнечной активностью (в том числе Забайкальский край) [137]. Опираясь на данные, указанные в таблице 2.1, можно сделать следующие выводы: солнечная активность в самый жаркий месяц года в Забайкальском крае незначительно ниже, чем в Краснодаре, а вот суммарное солнечное излучение за тот же месяц имеет большую величину, чем в других городах. Это можно объяснить тем, что в Забайкалье высокая солнечная активность сохраняется не только в летний, но и в зимний периоды года. Все перечисленное еще раз подтверждает, что использование гелионагрева в Забайкальском крае будет иметь очень высокую эффективность.

Таблица 2.1

Интенсивность солнечного излучения

№ п/п	Город	Величина усредненного излучения за сутки в наиболее интенсивный месяц, кВт·ч/м^2 в день	Месяц максимального излучения	Суммарное солнечное излучение за год, кВт·ч/м^2
1	Волгоград	5,95	Июнь	1170
2	Иркутск	5,2	Май	1128
3	Киев	6,0	Май	1198
4	Краснодар	6,2	Июнь	1344
5	Москва	5,15	Май	962
6	Чита	6,3	Июнь	1531

Еще один фактор, говорящий в пользу применения систем гелионагрева в Забайкальском крае – это низкая величина осадков, уровень которых находится на порядок ниже среднероссийских показателей. Особенно низкое количество осадков наблюдается в зимний период года. Все это позволяет свести к минимальному значению уровень расходов на техническое обслуживание данной системы, а также это поможет увеличить эффективность работы системы гелионагрева в Забайкальском крае, в сравнении с другими регионами России.

2.1.1. Схема гелионагрева сетевой воды в СЦТ

В Забайкальском крае, помимо всех положительных, имеется и ряд отрицательных факторов, из-за которых использование коллекторов для горячего водо-

снабжения и отопления становится затруднительным. Главный отрицательный фактор, который необходимо учитывать, это низкие температуры в зимнее время. Разность между температурой окружающей среды и температурой коллектора оказывает существенное влияние на эффективность работы последнего (рисунок 3.1)

Применение СК в СЦТ характеризуется необходимостью нагрева до температур более ста градусов, что в условиях резко континентального климата приводит к разности температур между коллектором и наружным воздухом до 150 ^{0}С. Предлагаемая схема позволяет при сохранении эффективности нагревать не прямую сетевую воду, а обратную. Помимо систем отопления (далее – СОт) схема гелионагрева может быть применима для нагрева воды на нужды ГВС. Чтобы использовать мощность СК с наиболее высокой эффективностью, производится нагрев холодной воды (во время догрева) с применением САР. В течение суток солнечная радиация поступает на поверхность земли неравномерно, поэтому предполагается использование бака-аккумулятора, который будет оснащен дополнительными теплообменными аппаратами. На рисунке 2.2 представлена разработанная схема [411].

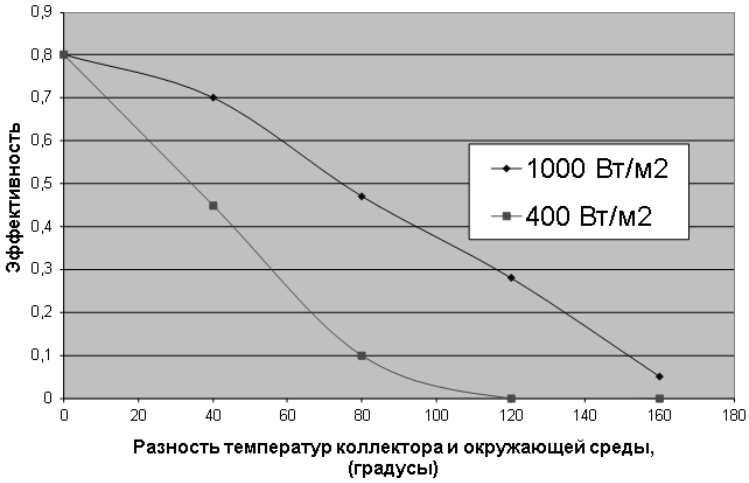


Рисунок 2.1 – Эффективность плоского СК

Для того чтобы данная система функционировала, ее работа осуществляется по следующей схеме: в СК нагревается промежуточный теплоноситель, затем полученное тепло передается воде, которая находится в баке-аккумуляторе 9 и промежуточном теплообменнике 12. В зависимости от того, какое время суток, какая

температура наружного воздуха, а также какие настройки заданы САР, происходит регулирование температуры нагреваемой воды.

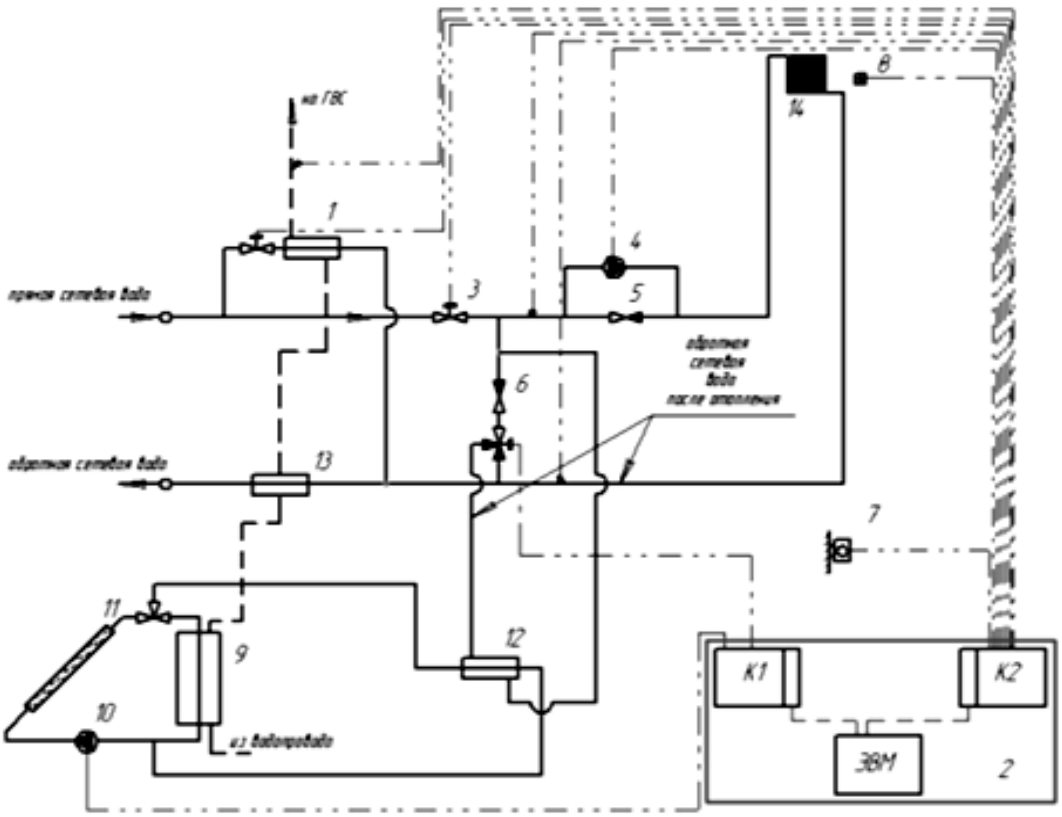


Рисунок 2.2 – Система гелионагрева:
1 – параллельный подогреватель ГВС; 2 – САР; 3 – двухходовой клапан; 4 – цирк. насос; 5, 6 – обратные клапаны; 7 – датчик температуры наружного воздуха; 8 – датчик температуры внутреннего воздуха; 9 – бак-аккумулятор; 10 – насос гелиоконтура; 11 – СК; 12 – промежуточный теплообменник; 13 – последовательный подогреватель ГВС; 14 – СОт

Для правильного функционирования алгоритма примем следующие определения:

– во время работы солнечной установки распределение теплоносителя осуществляется следующим образом: максимальный отпуск теплоты на подогрев обратной сетевой воды ($\max[Q_{OT\,i}^{CK}]$), на подогрев горячей воды отпускается только избыточная теплота;

– как только температура теплоносителя в СК (t_{CK}) становится выше, чем значение температуры обратной сетевой воды (τ_{02}), вводится ограничение по отпуску теплоты в СОт:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{24} Q_{пол\,i} = \sum_{i=1}^{24} Q_{ГВС\,i}^{СК} + \sum_{i=1}^{24} Q_{ОТ\,i}^{СК}, \\ i \in [1 \ldots 24] \quad \Rightarrow \quad Q_{ГВС\,i}^{СК} = [\tau_{02} \geq t_{СК}] : [Q_{пол\,i}] : [Q_{пол\,i} - Q_{ОТ\,i}^{СК}]. \end{cases}$$

Алгоритм функционирования системы представлен на рисунке 2.3.

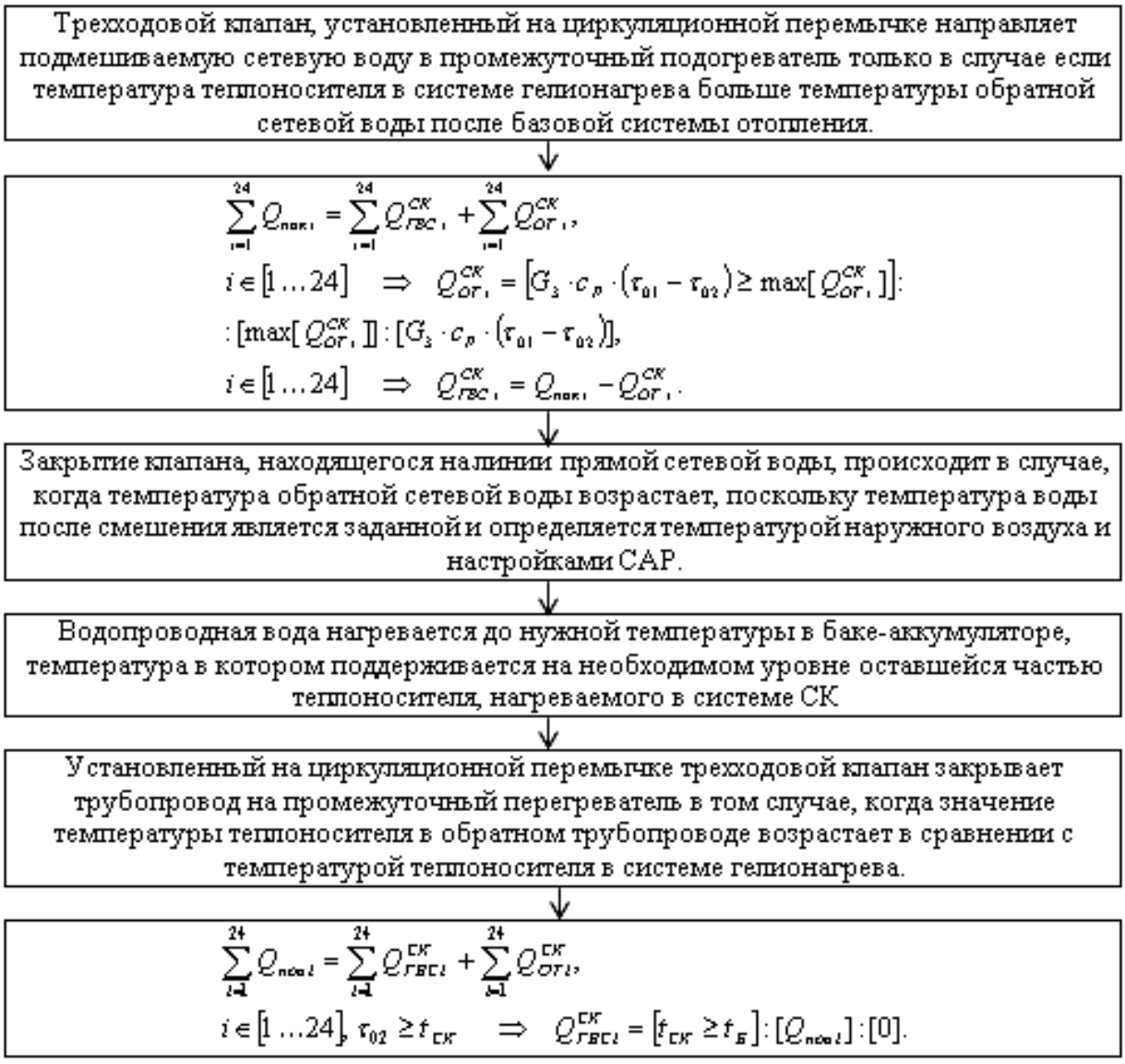


Рисунок 2.3 – Алгоритм работы системы гелионагрева:
τ_{01} – температуры до СОт; τ_{02} – температуры после СОт; G_3 – расход в СОт;
$t_{СК}$ – температуры в СК; $t_Б$ – температура в баке-аккумуляторе

2.1.2. Воздушная СОт с использованием энергии Солнца

Нетрадиционная и возобновляемая энергетика в современном мире набирает все большие темпы развития. Применение энергии, которая частично или полностью заменит традиционные источники, имеет положительный эффект как в

экономическом, так и в экологическом аспектах. Самым распространенным и наиболее эффективным из-за своей всеобщей доступности источником является солнечная энергия. Нагрев воды и дальнейшее ее применение на отопление и горячее водоснабжение может осуществляться (как частично, так и полностью) за счет системы гелионагрева. Даже частичное замещение нагрузки позволит значительно снизить капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Положительным аспектом внедрения таких технологий является еще и тот факт, что такая система, в отличие от традиционной, имеет более высокую эффективность работы. В качестве нагреваемой среды в подобного рода системах, в зависимости от решаемой задачи, может быть использована как вода – для системы горячего водоснабжения, так и воздух – для системы отопления. Внедрение систем гелионагрева и совмещение традиционной и нетрадиционной энергетики имеет большой спектр мест, где возможно применение такого рода систем, от отопления домов частного сектора до использования таких систем для нужд больших технических помещений и предприятий.

Преимуществами воздушного отопления являются [420, 485]:

1. Экономичность. Так как тепло получается именно в нагреваемом помещении.

2. Улучшение условий нахождения в помещениях, так как нагрев воздуха на 40–70 ^0C вполне достаточен для приточной вентиляции.

3. Малая инерционность, поскольку система воздушного отопления позволяет полностью прогреть помещение за 1,5–2 часа.

4. Отсутствие промежуточного теплоносителя, что позволит отказаться от строительства водяного отопления. В зимнее время исключается риск размораживания системы.

5. Высокая степень автоматизации позволяет вырабатывать тепло ровно по потребности.

Схема для одновременного нагрева воды и воздуха в одном СК представлена на рисунке 2.4 [410]. Ее эффективность определяется круглогодичным использованием, а также повышенной эффективностью совместного нагрева двух теплоносителей.

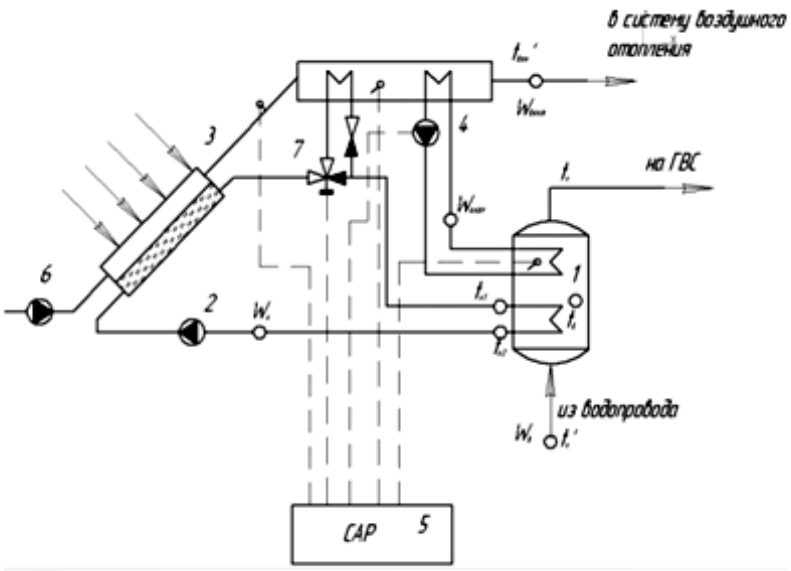


Рисунок 2.4 – Схема гелио-воздушного отопления:
1 – бак-аккумулятор; 2 – насос; 3 – СК; 4 – калорифер; 5 – САР; 6 – вентилятор приточного воздуха; 7 – трехходовой клапан

Принцип работы установки заключается в следующем: холодный воздух, забираемый извне, поступает в воздуховод, проходя перед этим через СК. В воздуховоде предусмотрены две поверхности нагрева по греющей стороне, одна из которых подключается к баку-аккумулятору, а другая имеет подключение к контуру с антифризом. Если солнечной радиации достаточно, то антифриз, нагретый до необходимой температуры, распределяется на два потока за счет трехходового клапана. Первый поток осуществляет нагрев воздуха в поверхности нагрева, после чего он подмешивается ко второму потоку, а затем совершается теплообмен в баке-аккумуляторе за счет того, что воздух передает все свое тепло воде. После этого цикл повторяется за счет подачи остывшего антифриза циркуляционными насосами в СК. В случае когда интенсивности солнечной радиации недостаточно, тогда антифриз напрямую поступает в бак-аккумулятор. Возможен также вариант, когда циркуляционные насосы останавливаются и прекращают свою работу, это происходит тогда, когда уровень солнечной радиации достигает предельно низких значений. Когда уровень солнечной радиации достигает отметки 0, нагрев воздуха осуществляется за счет поверхности нагрева, что же касается теплоносителя, то в этом случае им может являться как антифриз, так и вода. Если это вода, то включение циркуляционных насосов возможно, если только температура наружного

воздуха выше нуля. В случае если используется антифриз, то возможно прекращение воздушным отоплением за счет отключения данного контура. Температура теплоносителя регулируется САР, ориентирующейся по данным с датчика температуры.

Чтобы гелиовоздушное отопление работало наиболее энергоэффективно, необходимо разработать специальный СК, отличительной особенностью которого будет возможность нагрева двух различных видов теплоносителей одновременно.

На рисунке 2.5 представлена конструкция коллектора (поперечный разрез), в котором соблюдается данное условие. Вакуум, образующийся между двумя стеклами, является наилучшим видом теплоизоляции между теплоносителем и окружающей средой. За счет поглощения солнечной радиации лучевоспринимающая пластина нагревается, а затем полученным теплом нагревает теплоноситель, который в свою очередь движется исключительно по прямоточной схеме.

В перфорированный лист, сделанный из металла (чаще всего из меди), припаяна металлическая трубка (в основном выполняется з меди). Вся эта конструкция представляет собой арфообразную трубную систему. Она необходима для того, чтобы жидкий теплоноситель мог циркулировать по ней в коллекторе. Также существует пространство, куда поступает нагреваемый воздух. Это пространство расположено над абсорбером. У коллектора имеется изолированный каркас, который, в свою очередь, изнутри покрыт фольгированным материалом.

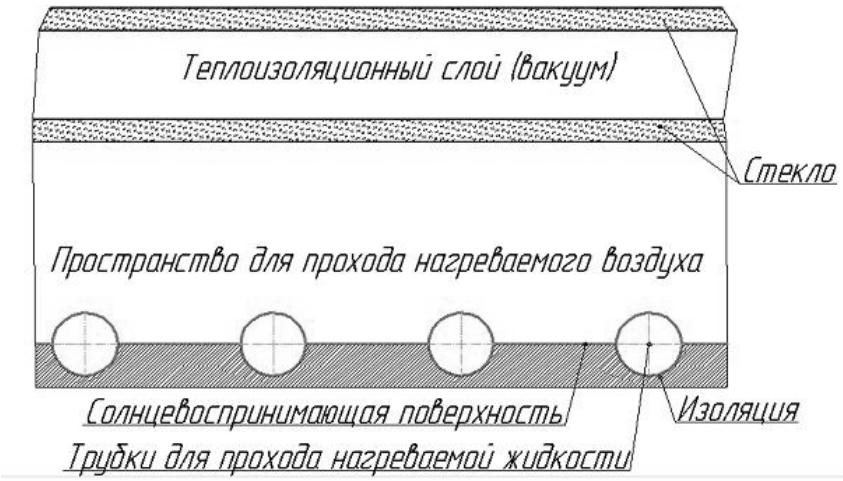


Рисунок 2.5 – Поперечный разрез СК

2.1.3. Схема гелионагрева первичного воздуха для КА

Множество разработок направлено на частичное внедрение НИЭ в работу ТЭС для повышения ее эффективности. Для повышения эффективности СЦТ было предложено использовать разработанные водовоздушные коллекторы для подогрева воздуха топливосжигающей установки на ТЭС для увеличения эффективности работы КА.

Существует множество разновидностей систем подогрева воздуха, которые предлагаются к использованию в наше время. Одна из таких систем [452] имеет теплообменные поверхности, состоящие из кубов, которые, в свою очередь, собраны из труб. Площадь поперечного сечения каждой трубки постепенно уменьшается по всей ее длине, это необходимо для того, чтобы газы могли спокойно приходить в каждом из кубов. Секции теплообменных аппаратов последовательно включены по греющей и нагреваемой стороне. Из-за того что в системе должен сохраняться тепловой баланс, при отрицательных температурах невозможно сохранить температуру воздуха после ВЗП. Исходя из этого, на воздухоподогреватель отпускается определенное количество тепла. Чтобы сохранить температуру уходящих газов на необходимом уровне, нужно понизить температуру воздуха на выходе из воздухоподогревателя. Это нецелесообразно, так как существенно снижает эффективность работы установки. Помимо этого сложно осуществить очистку поверхностей нагрева стандартными способами, что приводит к тому, что в разных частях установки дымовые газы протекают с разной скоростью, что как, следствие, приводит к неравномерному износу поверхностей и снижает надежность установки, что также является существенным недостатком. Другим примером системы предварительного нагрева воздуха может служить многоходовый трубчатый воздухоподогреватель [453], представляющий систему поверхностей дутьевой вентилятор и теплообменник, который, в свою очередь, необходим для того, чтобы поток воздуха, приходящий в установку извне, предварительно нагревался. После чего его температура снижается, что приводит к снижению эффективности данной системы. Из-за уменьшенного сечения «холодной» секции воздухоподогревателя снижается надежность установки по причине того, что из-за

таких размеров сечения скорость дымовых газов при твердотопливном сжигании увеличивается, и это приводит к высокому абразивному износу поверхностей нагрева. Что является существенным недостатком системы [453].

Самой близкой по техническим характеристикам к заявленной является система [454]. Она отличается от всех остальных тем, что секции теплообменных поверхностей, размещенные в отводящем газоходе промышленной топливосжигающей установки, имеют последовательное соединение по нагреваемой среде со встречным перекрестным потоком теплообменивающихся сред. Также в данной установке присутствуют дутьевой вентилятор и паровой калорифер [454]. Для того чтобы подогреть воздух в калорифере котельной установки, необходимо задействовать дополнительные ресурсы в виде пара, на выработку которого приходится затрачивать большее количество энергии, что основательно снижает эффективность данной установки и является ее существенным недостатком.

Целью разработанной схемы является уменьшение доли традиционных источников энергии при нагреве воздуха за счет использования энергии Солнца, что также приводит к увеличению эффективности работы данной схемы в целом.

Использование подобного рода схемы, где совмещенно можно нагревать как воду, так и воздух, позволяет реализовать потенциал солнечной энергии в более полном объеме. Это становится возможным за счет того, что коэффициент теплоотдачи воды выше аналогичного коэффициента у воздуха, а также в солнечном нагревателе вода имеет меньший расход, в сравнении с воздухом. Все это приводит к тому, что температура воды на выходе из СК выше температуры нагретого воздуха, поэтому мы можем использовать воду и догревать воздух до необходимой температуры после СК.

На рисунке 2.6 представлена схема использования СК для нагрева воздуха перед КА [455]. Алгоритм работы установки представлен на рисунке 2.7.

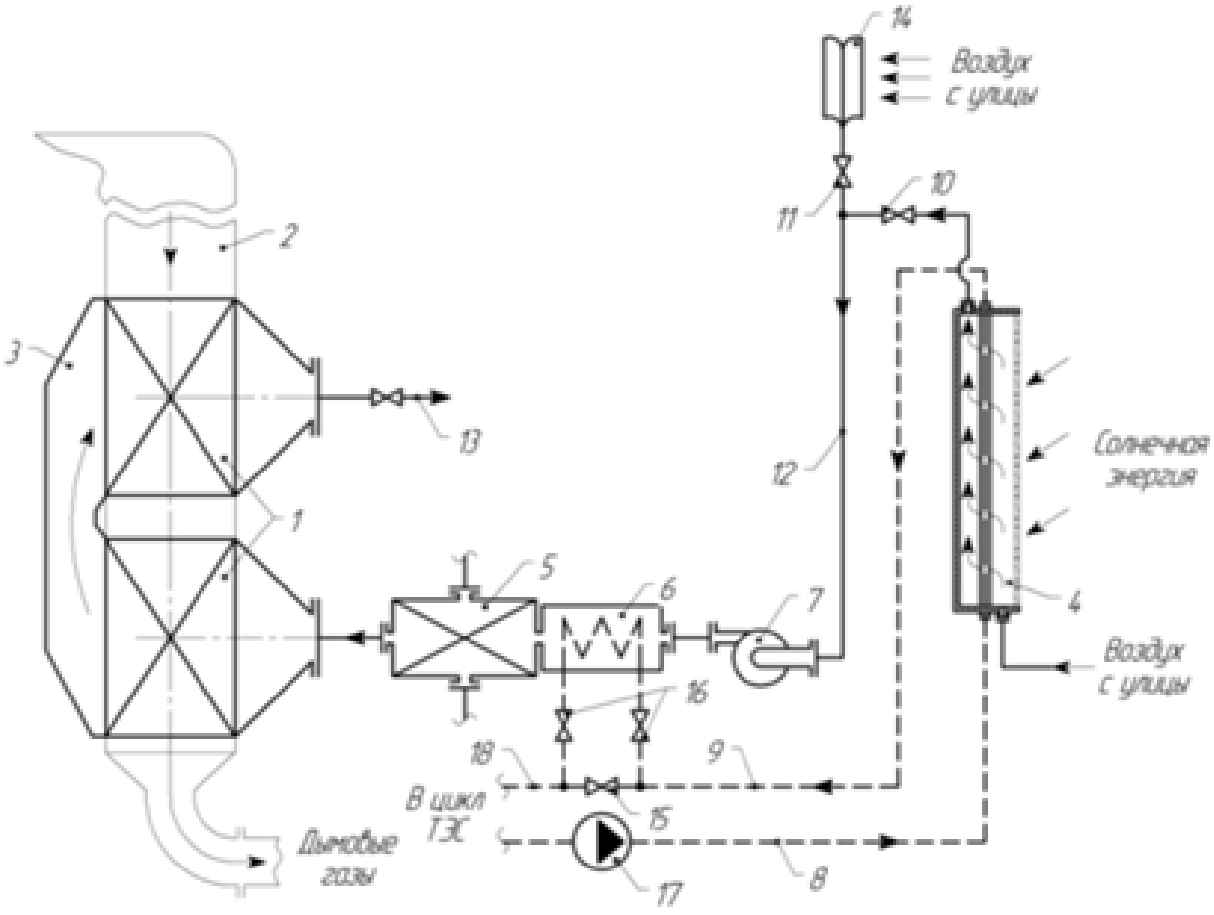


Рисунок 2.6 – Система гелионагрева для КА ТЭС [455]
1 – секция трубчатых теплообменных поверхностей; 2 – отводящий газоход; 3 – перепускной воздушный короб; 4 – СК; 5 – калорифер; 6 – теплообменник; 7 – дутьевой вентилятор; 8, 9 – трубопроводы; 10, 11 – шибер; 12, 13 – воздуховод; 14 – воздухозаборное устройство; 15, 16 – запорная арматура; 17 – циркуляционный насос; 18 – трубопровод отвода воды

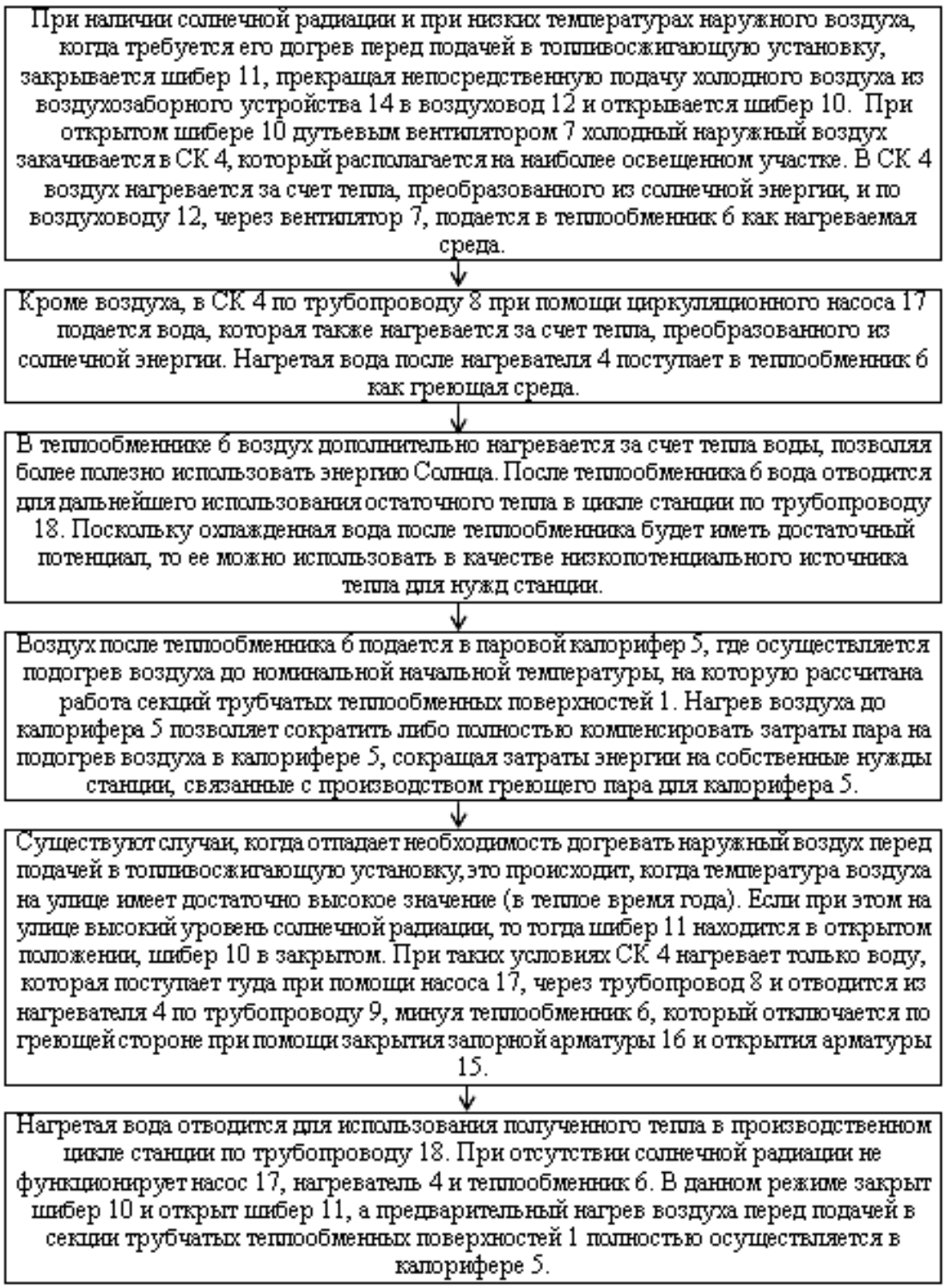


Рисунок 2.7 – Алгоритм работы СК для нагрева воздуха перед КА

2.2. Экономические критерии оценки мероприятий по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ

Мероприятия по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ могут способствовать достижению существенного системного

экономического эффекта за счет снижения расхода топлива на отпуск теплоты потребителям при использованиии НИЭ, включая ВИЭ и ВЭР. Поскольку их осуществление, в условиях современных темпов роста строительной отрасли, является крупномасштабным проектом и осуществляется, согласно требованиям государственных программ и потребностей общества, во всех регионах РФ, то он затрагивает интересы большей части населения страны. Главным принципом оценки результирующей экономической эффективности крупномасштабных инвестиционных проектов, широко применяемых в современной международной практике и утвержденных с 1994 года в нашей стране, является принцип учета многообразия интересов, [61] суть которого – в отсутствии отрицательного эффекта для всех заинтересованных лиц.

Интересы государства оцениваются показателями бюджетной эффективности на основе макроэкономического анализа, а также параметрами выполнения целей стратегических государственных программ. По оценкам Фонда содействия развитию жилищного строительства, в настоящее время потребность населения страны в жилье составляет 1,57 млрд $м^2$. Федеральная целевая программа «Жилище» предусматривала, что в две тысячи одиннадцатом году в эксплуатацию должно было быть введено 63 млн $м^2$ жилья, а в две тысячи двенадцатом – 67 млн $м^2$. В том числе из-за ограниченных возможностей инженерных коммуникаций данные показатели не выполнялись. Ряд СЦТ (показано в главе 1 на примере г. Читы) уже к 2017 г. не смогли обеспечивать существующие темпы строительства (в 2013 г. в РФ введено 70,5 млн $м^2$, а в 2015 – 81 млн $м^2$). Ограниченные возможности большинства СЦТ определяют интересы государства, как одного из участников рассматриваемых мероприятий, в удовлетворении инфраструктурных требований заявленных объемов строительства применительно к конкретным регионам. Кроме того, в разряд государственных интересов необходимо отнести системное снижение энергоемкости одной из самых энергозатратных отраслей народного хозяйства – теплоснабжение.

Экономическая эффективность мероприятий для инвестора определяется

максимальной эффективностью инвестиций.

Интересы субъектов, не участвующих в мероприятиях, определяются требованиями экологической безопасности, а также надежности теплоснабжения существующих потребителей тепловой энергии. Наличие требований экологической безопасности определяет необходимость приведения различных вариантов мероприятий к одному допустимому установленному нормативами уровню выбросов.

Кроме того, мероприятия по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ не должны оказывать негативного влияния на надежность всей системы.

Данные требования, определяющие интересы всех участников рассматриваемых процессов, легли в основу разработанных методик оценки эффективности мероприятий по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ.

Увеличение тепловой нагрузки современных СЦТ определяется присоединением новых потребителей. По информации ФСГС РФ в среднем за последние 5 лет в России было построено около 410 млн $м^3$ строительного объема при прогнозе роста не менее чем на $10\,\%$ в год. Кроме того, в ряде населенных пунктов производится перевод тепловой нагрузки районных котельных на ТЭЦ. При этом увеличение нагрузки не учитывается в действующих графиках отпуска тепла от источников теплоснабжения, которые, как правило, не пересчитывались еще с 90-х годов. Современные градостроительные планы требуют технико-экономического и эксергетического обоснования. Существующие методы оценки эффективности функционирования и развития систем можно разделить на энергетические, эксергетические и технико-экономические. Все они имеют ряд недостатков, обусловленных отсутствием учета особенностей новых технологий, применяемых в теплоснабжении.

Использование термодинамической эффективности [46, 197–200] при оценке элементов СЦТ позволяет оценивать степень их теоретического совершенства по отношению к идеализированным аналогам. Но данные параметры мало подходят для реальных расчетов, связанных с комплексной оценкой СЦТ. Для этого

необходима система экономических критериев

2.2.1. Экономические критерии обоснования инвестиций

Как было показано в главе 1, согласно существующей нормативной базе по определению эффективности инвестиционных проектов [52], рекомендуется использовать ряд основных показателей:

– чистый дисконтированный доход (*ЧДД*) или интегральный эффект, Net Present Value (NPV);

– индекс доходности (*ИД*), ProfitabilityIndex (PI);

– внутренняя норма доходности (*ВНД*), InternalRateofReturn (IRR);

– срок окупаемости ($T_{ок}$), PaybackPeriod (PBP) [6, 61].

ЧДД равен разности всех дисконтированных доходов и расходов:

$$NPV = R_t \cdot K_{\text{Д}} - K ,$$

где: R_t – приток денежных средств, руб.;

$K_{\text{Д}} = \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{(1+a+s+\nu+r)^n} = \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{(1+E^*)^n}$ – коэффициент дисконтирования;

E^* – множитель приведения разновременных затрат;

K – капвложения, руб.

Если $ЧДД > 0$ при заданном E^*, то мероприятие рассматривается [7, 52].

ИД равен отношению дисконтированных доходов к расходам:

$$ИД = \frac{R_t \cdot K_{\text{Д}}}{K} .$$

Если $ИД > 0$ при заданном E^*, то мероприятие рассматривается.[7, 52]

ИД строится из тех же элементов, что и *ЧДД* . Первое условие экономической целесообразности с использованием *ИД* может быть представлено как $I_{\text{д}}$>1 [7, 61]. Фактически *ИД* определяет относительную эффективность инвестиций, поэтому выбирается проект, у которого выше *ИД* [41].

$T_{ок}$ измеряется в годах и равен временному интервалу (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным [7, 41, 45]:

$$T_{ок} = -\frac{\ln\left\{1 - \frac{1}{\mathrm{I_Д}} \cdot \left[1 - \left(1 - E^*\right)^{-N_{сл}}\right]\right\}}{\ln\left(1 + \mathrm{E}^*\right)},$$

где $N_{сл}$ – планируемый срок осуществления мероприятия.

Реализуя принцип сравнения показателей эффективности инвестиционных проектов с соответствующими показателями, сложившимися под влиянием рынка капиталов в альтернативной банковской сфере, в качестве нормативного срока окупаемости при каких-либо специальных требованиях инвестора можно использовать срок окупаемости банковского вклада $T_{\text{ок}}^{\text{Б}}$, лет. Этот срок должен рассчитываться в сопоставимых условиях, т. е. при значении реальной учетной ставки по вкладам, численно равной выбранной норме дисконта. Условие экономичности целесообразности инвестиционного проекта при этом будет иметь вид следующего неравенства [7, 41]:

$$T_{ок} < T_{\text{ок}}^{\text{Б}}.$$

Только все четыре критерия, согласно [52], дают полноценную оценку рациональности инвестпроектов. В отличие от экономической целесообразности условием оптимальности какого-либо решения или проекта является достижение максимальной величины *ЧДД* [61].

При рассмотрении экономической целесообразности мероприятий, направленных на повышение эффективности, необходимо придерживаться принципа одновременного выполнения всех рассмотренных выше условий. Исключением являются малозатратные и беззатратные мероприятия. Поскольку увеличение располагаемой мощности СЦТ относится к инвестиционным проектам, основной целью которых является поддержание функционирования системы, то условием оптимальности этих мероприятий будет минимизация затрат. В качестве критерия в данном случае необходимо рассматривать минимум годовых дисконтированных затрат в системе за время реализации проекта:

$$З = \sum_{t=0}^{T_{пр}} K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t} + \sum_{t=0}^{T_{пр}} И_t^* \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \qquad (2.27)$$

где $И_t^*$ – текущие издержки в t-м временном промежутке (как правило, году), необходимые для функционирования системы при увеличенной мощности (модернизации СЦТ), руб.;

K_t – капитальные вложения в t-м временном промежутке, необходимые для увеличения располагаемой мощности, руб.;

E – приемлемая норма дохода на капитал, год$^{-1}$;

$T_{пр}$ – срок службы рассматриваемого объекта инвестирования, лет;

t – номер временного промежутка расчета $t = 0 \ldots T_{пр}$.

Если необходимо учитывать влияние инфляции на сопоставление разновременных денежных потоков, то уравнение (2.27) принимает вид:

$$З = \sum_{t=0}^{T_{пр}} K_t \cdot \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t} + \sum_{t=0}^{T_{пр}} И_t^* \cdot \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t}, \qquad (2.28)$$

где I – темп инфляционного роста цен, год$^{-1}$.

Рассмотрим некоторые частные случаи уравнения (2.28) [351]:

1. При постоянных значениях нормы дохода на капитал и темпе инфляции дисконтируемый множитель $\alpha = \sum_{t=0}^{T_{пр}} \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t}$, согласно теории рядов, может быть найден из соотношения $\alpha = \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right]$. При постоянстве годовых издержек (начиная с временного периода $t = 1$) и при единовременных капитальных вложениях (во временной период $t = 0$) годовые дисконтированные затраты равны:

$$\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ И_t^* = 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ И_t^* = const; \end{cases} \\ З = K_0 + \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right] \cdot И_t^*. \end{cases}$$

2. При постоянных значениях нормы дохода на капитал и темпе инфляции, при постоянстве годовых издержек (начиная с временного периода $t = 0$) и единовременных капитальных вложениях (во временной период $t = 0$) годовые дисконтированные затраты равны:

$$\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ И_t^* = const,\ И_t^* \neq 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ И_t^* = const; \end{cases} \\ З = K_0 + \left[1 + \dfrac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\dfrac{1+I}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right] \right] \cdot И_t^*. \end{cases}$$

В качестве примера приведем сравнения различных методов оценки экономической целесообразности для модернизации водогрейной котельной (см. табл. 2.9). Условия модернизации: вариант 1 – установка котлов меньшей стоимости ($K = 10000$ *тыс. руб.*) и меньшей эффективности ($\eta = 65\ \%$),вариант 2 – установка котлов большей стоимости ($K = 15000$ *тыс. руб.*) и большей эффективности ($\eta = 84\ \%$).

Как видно из таблице 2.2, приведенные затраты не могут быть использованы для оценки целесообразности варианта модернизации, поскольку не отражают текущего уровня инфляции, заданной государством или инвестором нормы доходности, а также срока реализации проекта. При этом дисконтированные затраты являются объективным критерием. На рисунке 2.8 представлено сравнение вариантов при разном уровне инфляции (по данным таблицы 2.2).

Из рисунка 2.1 видно, что изменение уровня инфляции может даже сместить оптимальный выбор с одного варианта на другой, при том что существующий в отечественной практике критерий минимума приведенных затрат не учитывает влияние инфляции.

Для сопоставления различных мест и способов увеличения мощности системы, а также оптимизации способов модернизации СЦТ в целом и ее составных частей может быть использовано изменение дисконтированных затрат в системе:

$$\Delta З = \sum_{t=0}^{T_{пр}} K_t \cdot \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t} + \sum_{t=0}^{T_{пр}} \left(И_t^* - И_t^c\right) \cdot \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t}, \qquad (2.29)$$

где $И_t^* - И_t^c$ – изменение текущих издержек на t-том временном промежутке, вызванное увеличением мощности либо модернизацией системы, руб/год.

Таблица 2.2

Оценка экономической целесообразности модернизации водогрейной котельной

№/№	Параметр	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные затраты единовременные при $t = 0$	тыс. руб.	10000	15000
2	КПД КА	%	65	84
3	Годовой отпуск тепла при $t = 1…15$	Гкал/год	8760	8760
4	Расход условного топлива при $t = 1…15$	т.у.т./год	1925,275	1489,796
5	Цена условного топлива	тыс. руб./т.у.т.	1,5	1,5
6	Годовые издержки на топливо при $t = 1…15$	тыс. руб./год	2887,912	2234,694
7	Срок реализации проекта $t = 1…15$	лет	15	15
8	Темп инфляции	год$^{-1}$	0,165	0,165
9	Норма дохода	год$^{-1}$	0,265	0,265
10	α	год$^{-1}$	8,262675	8,262675
11	Дисконтированные затраты	тыс. руб.	33861,88	33464,55
12	Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений		0,15	0,15
13	Приведенные затраты	тыс. руб./год	4387,912	4484,694

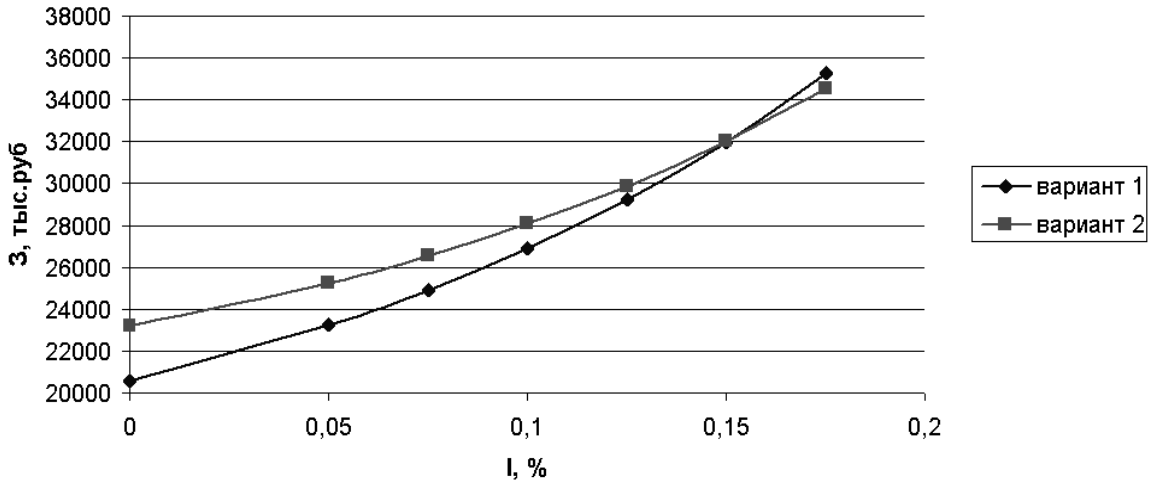


Рисунок 2.8 – Влияние инфляции на дисконтированные затраты

$$\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ И_t^* = 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ И_t^* = const; \end{cases} \\ \Delta З = K_0 + \dfrac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\dfrac{1+I}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right] \cdot \left(И_t^* - И_t^c \right). \end{cases}$$

При этом критерием выбора оптимального решения является минимум $\Delta З$ при условии, что он может принимать как положительные, так и отрицательные значения [352].

2.2.2. Критерии оптимизации мероприятий по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ

Особенности экономического анализа методов при оптимизации мероприятий по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ предъявляют особые требования к применяемым критериям. Выбор критерия определяется рядом особенностей в зависимости от фактически решаемой задачи. При этом существует необходимость рассмотрения следующих задач:

– разработка перспективного градостроительного плана развития населенного пункта;

– технико-экономическое обоснование присоединения локальной нагрузки;

– нахождение оптимального способа подключения локальной нагрузки;

– технико-экономическое обоснование способов модернизации систем теплоснабжения потребителей, определяющих изменение потребляемой мощности.

Задача разработки перспективного градостроительного плана развития населенного пункта

Поскольку в данном случае критерий определяет государственную политику развития системы теплоснабжения конкретного населенного пункта, то при его определении приемлемая норма дохода на капитал устанавливается местными органами исполнительной власти. При функционировании системы в условиях инфляционного роста цен и единовременных капитальных вложений формула (2.29) принимает вид:

$$\Delta З = K_0 + \sum_{t=0}^{T_{пр}} \left(И_t^* - И_t^c \right) \cdot \frac{(1+I)^t}{(1+E)^t}. \qquad (2.30)$$

При постоянных значениях нормы дохода на капитал и темпе инфляции уравнение (2.30) принимает вид:

$$\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ И_t^* - И_t^c = 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ И_t^* - И_t^c = const; \end{cases} \\ \Delta З = K_0 + \left(И_t^* - И_t^c \right) \cdot \dfrac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\dfrac{1+I}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right]. \end{cases}$$

или

$$\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ И_t^* - И_t^c = const,\ И_t^* - И_t^c \neq 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ И_t^* - И_t^c = const; \end{cases} \\ \Delta З = K_0 + \left(И_t^* - И_t^c \right) \cdot \left[1 + \dfrac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\dfrac{1+I}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right] \right]. \end{cases} \qquad (2.31)$$

Рассмотрение последующих задач приведем при наиболее распространенном случае дисконтирования: $\begin{cases} при\ t = 0 \rightarrow \begin{cases} K_t = K_0; \\ \Delta И_t = 0; \end{cases} \\ при\ t = 1 \ldots T_{пр} \rightarrow \begin{cases} K_t = 0; \\ \Delta И_t = const. \end{cases} \end{cases}$

Задача технико-экономического обоснования присоединения локальной нагрузки

При решении задачи присоединения локальной тепловой нагрузки необходимо учитывать особенности современных экономических отношений, характеризующихся наличием платы за присоединенную тепловую мощность. Оценка влияния места присоединения дополнительной тепловой мощности в СЦТ показывает, что дифференциальный критерий меняется в очень широких пределах. При этом сложившаяся практика определяет постоянные тариф на тепловую энергию и плату за присоединенную мощность без учета влияния места ее присоединения. В настоящее время ведущие научные школы определяют необходимость

дифференцированного подхода к величине платы за присоединенную мощность [330]. Существует необходимость разработки методики технико-экономического обоснования размера платы за присоединенную мощность при условии постоянного тарифа за потребленную энергию. Очевидно, что при постоянстве тарифа величина платы за присоединение должна быть пропорциональна приросту дисконтированных затрат в энергосистеме после присоединения дополнительной тепловой нагрузки, определяемого по формуле:

$$\Delta З = K_0^{сист} + \Delta И_t \cdot \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right],$$

где $\Delta И_t$ – изменение текущих издержек в системе без учета издержек на присоединяемом потребителе, руб.;

$K_0^{сист}$ – капитальные вложения в тепловые сети и источник теплоснабжения, необходимые для увеличения располагаемой мощности, руб.

$$\Delta И_t = \Delta И_T + \Delta И_{э/э} + \Delta И_П, \qquad (2.32)$$

где $\Delta И_T$ – изменение текущих издержек в системе на топливо, руб.;

$\Delta И_{э/э}$ – изменение текущих издержек в системе на электроэнергию, руб.;

$\Delta И_П$ – изменение текущих издержек в системе, связанных с дополнительными потерями тепловой энергии, руб.

Плата за присоединение может быть определена:

$$П_{прис} = k \cdot \frac{\Delta З}{\Delta Q},$$

где k – повышающий коэффициент, утверждаемый органами местного самоуправления.

При наличии в системе технического резерва достаточного для присоединения дополнительной тепловой нагрузки ΔQ, и при отсутствии капзатрат на подключение плата за присоединение становится пропорциональна изменению дисконтированных годовых затрат на отпуск тепловой энергии, что соответствует принципу учета многообразия интересов:

$$\Pi_{прис} = k \cdot \frac{\Delta И_t}{\Delta Q} \cdot \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right].$$

Данный подход расширяет заложенный в [330] алгоритм принятия решения о целесообразности расширения системы методикой определения дифференцированной платы за присоединенную мощность.

Задача нахождения оптимального способа подключения локальной нагрузки

Существует значительное количество способов отпуска тепловой энергии, начиная от децентрализованных систем, различных схем присоединения к СЦТ и заканчивая нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии. При этом существующие подходы к разработке градостроительных планов и их составных частей, в частности схем теплоснабжения, не затрагивают задачу определения наиболее рационального способа обеспечения потребностей в тепловой энергии районов населенных пунктов. Вследствие этого в градостроительные планы необходимо включение дополнительного раздела, характеризующего технико-экономически обоснованные способы теплоснабжения потребителей в различных районах. Выбор наиболее рационального способа определяется минимумом изменения дисконтированных затрат в системе:

$$\Delta З = \left(K^{сист} + K^{потр}\right) + \Delta И_t \cdot \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right] \to \min,$$

где $K^{потр}$ – капитальные вложения в систему теплоснабжения потребителя, соответствующую рассчитываемому способу теплоснабжения потребителей, руб.

При наличии в системе технического резерва изменение дисконтированных затрат определяется без учета капитальных затрат в системе:

$$\Delta З = K_0^{потр} + \Delta И_t \cdot \frac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right]. \qquad (2.33)$$

Задача технико-экономического обоснования способов модернизации систем теплоснабжения потребителей, определяющих изменение потребляемой мощности

Государственная политика в области развития систем теплоснабжения требует в задачах оптимизации определять глобальный оптимум. Особенностью задачи технико-экономического обоснования способов модернизации систем тепло-

снабжения потребителей, определяющих повышение эффективности и изменение потребляемой мощности, является необходимость выработки различных подходов для учета интересов инвесторов. В качестве инвесторов могут выступать бюджеты различных уровней, потребители тепловой энергии, вкладывающие собственные или заемные средства, а также организации, реализующие энергосервисные договоры с привлечением заемных средств.

В том случае, когда финансовые результаты инвестиционного проекта определяются экономией топлива или энергии, при расчетах следует учитывать тот факт, что темп роста цен на энергоносители во всем мире опережает средний темп роста инфляционного роста цен примерно на 2 % в год [41, 61, 357]. В качестве критерия бюджетной эффективности необходимо рассматривать снижение дисконтированных затрат в системе за время реализации проекта, которые могут быть найдены по формуле:

$$\Delta З = K_p^{потр} + 1{,}02 \cdot \Delta И_{эс} \cdot \frac{(1+I)}{E - (1{,}02 \cdot I + 0{,}02)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right], \qquad (2.34)$$

где $K_p^{потр}$ – капитальные вложения в реконструкцию системы теплоснабжения потребителей, соответствующую рассчитываемому способу, руб.;

$\Delta И_{эс}$ – снижение платы за тепловую энергию, обусловленное повышением эффективности от реконструкции системы теплоснабжения потребителей, соответствующее рассчитываемому способу, руб.

Для потребителей тепловой энергии при расчете снижения дисконтированных затрат в системе за время реализации проекта необходимо учитывать стоимость привлечения сторонних финансовых источников. В условиях недостатка финансовых ресурсов наиболее распространенным сторонним источником является банковский кредит. Формула (2.34) в данном случае принимает следующий вид:

$$\Delta З = K_p^{потр} \cdot \frac{1 + I_{бк} \cdot T_{кр}}{1 - З_{бк}} + 1{,}02 \cdot \Delta И_{эс} \cdot \frac{(1+I)}{E - (1{,}02 \cdot I + 0{,}02)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1+E} \right)^{T_{пр}} \right],$$

где $I_{бк}$ – процентная ставка по кредиту;

$З_{бк}$ – расходы по привлечению банковского кредита, приведенные к его сто-

имости;

$T_{кр}$ – срок кредитования.

Поскольку проценты по кредиту списываются на себестоимость при условии, что величина процентов по ссуде не превышает учетной ставки Банка России, увеличенной на 3 %, то снижение затрат может быть определено как:

$$\Delta З = K_p^{потр} \cdot \frac{1 + T_{кр} \cdot \left[I_{бк} \cdot (1 - T) + \left(I_{бк} - \left(r_{реф} - M \right) \right) \right]}{1 - З_{бк}} +$$

$$+ 1{,}02 \cdot \Delta И_{эс} \cdot \frac{(1 + I)}{E - (1{,}02 \cdot I + 0{,}02)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1 + E} \right)^{T_{пр}} \right],$$

где $r_{реф}$ – ставка рефинансирования Центробанка РФ;

T – ставка налога на прибыль;

M – допустимое превышение ставки банковского кредита над ставкой рефинансирования (0,03 согласно текущему налоговому законодательству РФ).

В условиях реализации энергосервисных договоров потребители тепловой энергии не несут финансовых затрат на капвложения, но при этом выплачивают оговоренную часть снижения платы за потребление энергоресурсов. При условии равенства срока службы и срока действия энергосервисного договора формула (2.33) принимает следующий вид:

$$\Delta З = 1{,}02 \cdot \Delta И_t \cdot \left(1 - k_{эс}\right) \cdot \frac{(1 + I)}{E - \left(1{,}02 \cdot I + 0{,}02\right)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1 + E} \right)^{T_{пр}} \right], \qquad (2.35)$$

где $k_{эс}$ – ставка отчислений, предусмотренных энергосервисным договором.

Если срок службы превышает срок действия энергосервисного договора, то формула (2.34) принимает следующий вид:

$$\Delta З = 1{,}02 \cdot \Delta И_t \cdot \frac{(1 + I)}{E - \left(1{,}02 \cdot I + 0{,}02\right)} \cdot \left[1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1 + E} \right)^{T_{пр}} - k_{эс} \cdot \left(1 - \left(\frac{1{,}02 + I \cdot 1{,}02}{1 + E} \right)^{T_{эс}} \right) \right],$$

где $T_{эс}$ – срок действия энергосервисного договора.

2.3. Теоретическое и технико-экономическое обоснование использования солнечных коллекторов в СЦТ

2.3.1. Экспериментальное исследование эффективности водовоздушных коллекторов

Чтобы провести апробацию и проверить эффективность водовоздушных коллекторов, был сконструирован стенд. Его разработка осуществлялась согласно действующим ГОСТам [456–460]. Схема стенда представлена на рисунке 2.9. Характеристика экспериментальных исследований эффективности водовоздушных СК приведена в таблице 2.3.

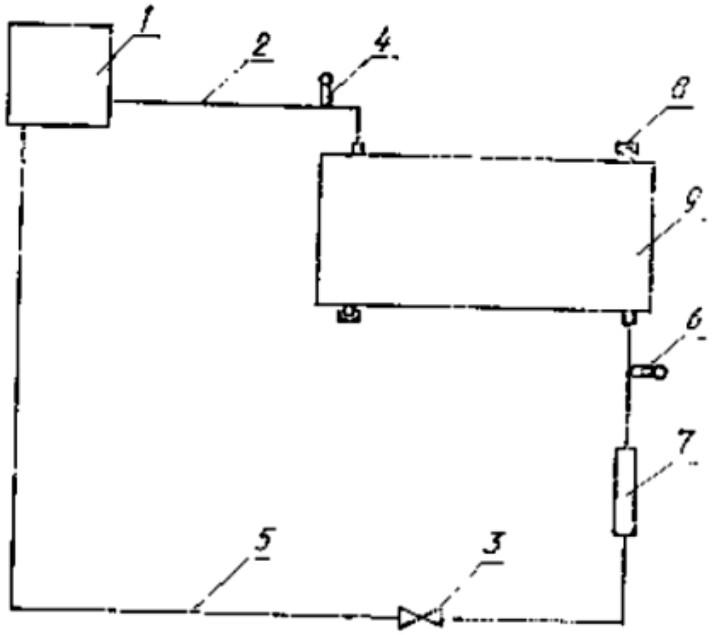


Рисунок 2.9 – Схема теплогидравлического стенда [460]:
1 – термостат; 2, 5 – трубопроводы; 3 – вентиль; 4, 6 – датчики температуры; 7 – расходомер; 8 – заглушка; 9 – СК

Таблица 2.3

Характеристика экспериментальных исследований эффективности водовоздушных СК

Опыт	Экспериментальное исследование эффективности водовоздушных коллекторов
Цель исследования	Произвести апробацию и проверить эффективность водовоздушных коллекторов.
Способы моделирования	Разомкнутая схема подразумевает под собой схему со сливом теплоносителя в канализацию. Именно такая схема была использована в данном случае в качестве термостата (1), для подачи холодной водопроводной воды с регулируемым подмесом горячей. Когда проводились испытания, подача воздуха производилась по разомкнутой схеме со сбросом нагретого воздуха, поэтому его подача осуществлялась при температуре окружающей среды. Термостат не использовался. Температурные датчики устанавливаются на трубопроводах и воздуховодах (по воздушной стороне), на расстоянии 10 см (не больше) от входа (4) и от выхода (6) из СК.
Способ использования СК в СЦТ	Чтобы оценить насколько эффективно применение водовоздушного коллектора необходимо сравнить значение КПД с другими видами коллекторов, а именно с водяным и воздушным. Сравнение производилось на одном коллекторе в разных режимах его работы. Для чистоты эксперемента сравнение производилось в переходный период, при сопоставимых условиях: расход воздуха – 0,1 м^3/с; расход воды – 0,01 кг/с; температура воздуха равна температуре окружающей среды; температура воды – 10 °С.
Условия эксперимента	Климатологические данные установки стенда: г. Чита: долгота - 113 ч. 23 мин., широта - 52 ч. 6 мин. Направление поверхности: угол наклона к горизонту - 45 град.; азимутальное направление 180 град. Пластина: размеры пластины приняты: 1940*78*2 мм, материал - медь, толщина стенки 2 мм. Трубки: количество 8 шт., внутренний диаметр 3 мм, материал - медь, толщина стенки 0,5 мм; доля охвата трубки 50%; материал термоинтерфейса - олово, толщина слоя 500 мкм. Поглотитель: окраска - матовая черная краска «Эбанол С» (степень поглощения 0,9, коэффициент излучения 0,16). Внешняя изоляция: стекло - два слоя, коэффициент пропускания 0,95; размер прохода воздуха 0,672*0,11 мм.
Средства измерения. Измеряемые параметры.	В качестве датчиков использовались ТХА термопары 2 кл. по ГОСТ 8.585. В качестве фиксирующего регистратора использовался ИС-203.4 (предел допускаемой абсолютной погрешности – 2°С). В качестве измерителя расхода применялся ультразвуковой расходомер Portaflow 330 (абсолютная погрешность 3%). Расход воздуха фиксировался с помощью анемометра АМ-70 (предел допускаемой абсолютной погрешности – 0,1 м/с).

Как видно из проведенного эксперимента (см. таблицы 2.4–2.6) значение КПД для водовоздушного коллектора превышает значение водяного на 0,32 %, а воздушного на 20,53 % в среднем за сутки, что определяет значительное повышение среднегодовых показателей работы разработанного СК, поскольку он в отличие от аналогов задействован круглогодично. Это доказывает высокую эффектив-

ность совмещения нагрева в одном СК двух видов теплоносителей (воды и воздуха).

Таблица 2.4

Результаты эксперимента (октябрь, воздушный режим)

Местное время	Температура воздуха на входе, °С	Расход теплоносителя, м³/с	Температура воздуха на выходе, °С	Тепло воспринятое коллектором, Вт:	Интенсивность потока полной солнечной радиации на площадь коллектора, Вт	КПД коллектора
9:00	5,7	0,1	8,2	325,69	516,98	0,63
10:00	6,1	0,1	9,2	396,91	647,80	0,6127
11:00	10,0	0,1	14,1	501,58	839,60	0,5974
12:00	10,5	0,1	15,1	568,07	963,81	0,5894
13:00	11,0	0,1	16,0	621,75	1074,95	0,5784
14:00	11,7	0,1	17,0	667,33	1151,96	0,5793
15:00	11,6	0,1	16,8	650,93	1124,62	0,5788
16:00	11,4	0,1	16,3	606,37	1033,71	0,5866
17:00	10,0	0,1	14,3	539,69	908,26	0,5942
18:00	9,7	0,1	13,4	461,57	770,44	0,5991
19:00	9,6	0,1	12,6	373,36	610,87	0,6112
20:00	3,5	0,1	5,8	298,95	476,88	0,6269

Таблица 2.5

Результаты эксперимента (октябрь, водяной режим)

Местное время	Температура воды на входе °С	Расход теплоносителя, кг/с	Температура воды на выходе °С	Тепло воспринятое коллектором,	Интенсивность потока полной солнечной радиации	КПД коллектора
9:00	10,0	0,01	19,6	402,36	516,98	0,7783
10:00	10,0	0,01	22,3	515,07	647,80	0,7951
11:00	10,0	0,01	26,2	677,47	839,60	0,8069
12:00	10,0	0,01	28,5	774,90	963,81	0,804
13:00	10,0	0,01	30,6	863,72	1074,95	0,8035
14:00	10,0	0,01	32,1	924,57	1151,96	0,8026
15:00	10,0	0,01	31,7	909,37	1124,62	0,8086
16:00	10,0	0,01	29,6	820,66	1033,71	0,7939
17:00	10,0	0,01	27,7	740,05	908,26	0,8148
18:00	10,0	0,01	24,8	619,67	770,44	0,8043
19:00	10,0	0,01	21,7	491,07	610,87	0,8039
20:00	10,0	0,01	19,0	378,54	476,88	0,7938

Таблица 2.6

Результаты эксперимента (октябрь) водовоздушный режим

Местное время	Температура воды на выходе, ^{0}C	Температура воздуха на выходе, ^{0}C	Тепло воспринятое водой, Вт:	Тепло Воспринятое воздухом, Вт:	Тепло Воспринятое коллектором, Вт:	Интенсивность потока полной солнечной радиации на площадь коллектора, Вт	КПД коллектора,
9:00	18,1	6,2	340,78	67,03	407,81	516,98	0,7888
10:00	20,6	6,7	444,75	70,85	515,60	647,80	0,7959
11:00	24,9	10,4	625,20	54,54	679,74	839,60	0,8096
12:00	27,3	11,0	723,43	58,51	781,94	963,81	0,8113
13:00	29,3	11,5	807,40	61,28	868,67	1 074,95	0,8081
14:00	30,8	12,2	871,40	61,47	932,86	1 151,96	0,8098
15:00	30,3	12,1	849,98	59,96	909,93	1 124,62	0,8091
16:00	28,6	11,9	780,84	56,05	836,89	1 033,71	0,8096
17:00	26,1	10,5	674,43	58,08	732,50	908,26	0,8065
18:00	23,6	10,1	569,00	51,67	620,68	770,44	0,8056
19:00	20,8	9,9	450,86	41,92	492,78	610,87	0,8067
20:00	17,1	4,1	297,86	77,39	375,26	476,88	0,7869

2.3.2. Оценка экономической эффективности схемы гелионагрева первичного воздуха для КА ТЭС

Водовоздушный коллектор работает по схеме, изображенной на рисунке 2.10. В качестве теплоносителя используются вода и воздух. Очередность работы одного или другого теплоносителя определяется температурой наружного воздуха.

Как известно на любой станции, чтобы процесс горения не останавливался и поддерживался на нужном уровне, в котел необходимо осуществлять подачу нагретого воздуха, ХарГРЭС не является исключением. В зависимости от того, какое время года за окном, воздух забирается из разных мест, зимой с улицы, летом из помещения. В холодное время года при заборе с улицы необходимо осуществить догрев воздуха в калорифере (за счет пара, отбираемого из отборов турбины), а затем воздух поступает в воздухоподогреватель. Чтобы увеличить эффективность работы данной схемы, предлагается ее модернизировать, как показано на рисунке 2.10.

Для наиболее эффективной работы станции необходимо, наряду с другими процессами, выполнять подогрев исходной воды для получения обессоленной воды на нужды станции. Если использовать для этого СК (в дневное время, в период солнцестояния), который будет осуществлять данный процесс в летний период, когда необходимость в нагреве воздуха в калорифере котла отпадает, то при осуществлении нагрева по такой схеме уменьшается количество пара на подогрев ис-

ходной воды и снижаются затраты станции на топливо на собственные нужды. При определении оценки экономической эффективности от внедрения схемы (для условий ХарГРЭС) использовались данные, представленные в таблице 2.8 [461, 462].

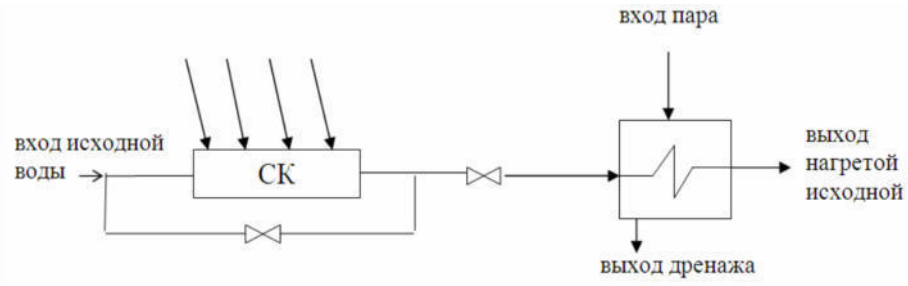


Рисунок 2.10 – Схема нагрева воды

Для оценки эффективности проекта необходимо рассчитать за сколько окупится данный проект (срок окупаемости). Оценку производим исходя из того, что котел работает на двух видах топлива: Харанорском (848 руб/т) и Уртуйском (1013,78 руб/т). Все результаты расчета представлены в таблицах 2.9 – 2.10.

Таблица 2.7

Характеристики рассматриваемых углей

Характеристики и условное обозначение	Харанорский уголь	Уртуйский уголь
Низшая теплота сгорания топлива Q^P_H, %	11,39	16,844
Содержание серы S^P, %	0,4	0,27
Зольность A^P, %	11,1	12,6
Потери теплоты от механического недожога q_4, %	0,5	0,5

Таблица 2.8

Характеристика оценки экономической эффективности использования водовоздушных СК на ТЭС [455]

Цель исследования	Оценка экономической эффективности использования водовоздушных СК на ТЭС
Характеристики СК	Плоский комбинированный СК, состоящий из: Остекление – двойное остекление, с вакуумной прослойкой. Трубки – 8 штук, внутренний диметр трубок $d_{вн.тр} = 0{,}006$ м, по которым в летний режим работы протекает вода, они параллельно соединены трубами большего диаметра $d_{кол} = 0{,}013$ м для пропуска и выпуска жидкости. Пластины коллектора медные, покрытые селективным покрытием «Эбанол С», который наносится при промышленной обработке Cu чернением. Изоляция – для минимизации теплопотерь в окружающую среду. Корпус – предназначен для ограждения указанных выше компонентов и защиты их от пыли, влажности и т.д. Ширина пластины – A=0,88м. Длина пластины – B=1,94м. Коэффициент поглощения пластины D=0,95. Наружный диаметр трубки $d_{нар.тр} = 0{,}007$ м. Внешний диаметр трубки, покрытый оловом (двойная толщина олова) Толщина стенки медной трубки $\delta_м = 0{,}0005$ м. Толщина прослойки олова $\delta_о = 0{,}0005$ м.
Исходные данные по ХарГРЭС	Габаритные размеры здания 80x70 м; Давление свежего пара $P_0 = 12{,}8$ МПа; Температура свежего пара $t_0 = 561$°C; Давление пара на калорифер котла $P_{отб.3}$=0,33 МПа; Давление пара на теплообменник $P_{отб.2}$=0,085 МПа; Давление в конденсаторе $p_к = 3{,}46$ кПа; Температура на выходе из парового калорифера котла $t^{вых}_{ВЗП} = 50$°C; Температура питательной воды $t_{пв} = 254$°C; Температура исходной $t_{исх.}$=5^{0}C; КПД котла $\eta^{бр}_{КА} = 92{,}5$ %; КПД теплообменника $\eta_{ТО} = 98$ %; Теплоемкость воды $c_р = 4{,}19$ кДж/кг; Коэффициент регенерации $к_р$=1,17.

В таблице 2.9 приведены результаты расчета экономии от платы за выбросы при стоимости 2017 г. (согласно [466]): NO_2 – 138,8 *руб / т*; SO_2 – 45,4 *руб / т*; зола – 15,1 *руб / т*. При оценке экономии денежных средств необходимо суммировать (за каждый месяц) средства, сэкономленные от снижения платы за вредные выбросы в атмосферу, и экономию, полученную за счет снижения расхода топлива.

Стоимость покупки оборудования (включая 178 СК) составила 4 450 тыс. руб. В таблице 2.11 приведены основные показатели эффективности внедрения схемы на ХарГРЭС. Оценка эффективности показала приемлемые сроки окупаемости.

Таблица 2.9

Месячная экономия при снижении оплаты за выбросы

Месяц	Экономия по оплате для Харанорского угля			Экономия по оплате для Уртуйский угля		
	M_{so2}, руб./мес.	M_{NO2}, руб./мес.	M_T, руб./мес.	M_{so2}, руб./мес.	M_{NO2}, руб./мес.	M_T, руб./мес.
1	2	3	4	5	6	7
янв.	12,68	10,40	0,19	5,79	10,40	0,15
фев.	15,32	12,56	0,23	6,99	12,56	0,18
март	19,72	16,17	0,29	9,00	16,17	0,23
апр.	17,33	14,21	0,26	7,91	14,21	0,20
май	15,25	12,50	0,23	6,96	12,50	0,17
июн.	7,41	6,07	0,11	3,38	6,07	0,08
июл.	8,32	6,82	0,12	3,80	6,82	0,10
авг.	8,60	7,05	0,13	3,93	7,05	0,10
сент.	13,71	11,24	0,20	6,26	11,24	0,16
окт.	21,59	17,69	0,32	9,85	17,69	0,25
нояб.	15,14	12,41	0,32	6,91	12,41	0,25
дек.	10,10	8,28	0,15	4,61	8,28	0,12

Таблица 2.10

Экономия денежных средств по месяцам, руб.

Месяц	Зимний режим		Летний режим	
	Харанорский уголь	Уртуйский уголь	Харанорский уголь	Уртуйский уголь
январь	32929,92	26618,07	-	-
февраль	39776,09	32152,00	-	-
март	51200,23	41386,41	-	-
апрель	45001,54	36375,86	-	-
май	39591,47	32002,77	-	-
июнь	-	-	19236,83	15549,61
июль	-	-	21605,77	17464,48
август	-	-	22331,72	18051,28
сентябрь	-	-	35603,55	28779,23
октябрь	56041,05	45299,37	-	-
ноябрь	39302,87	31769,48	-	-
декабрь	26215,59	21190,71	-	-
Итого за год	428836,62	346639,27	330058,75	266794,67

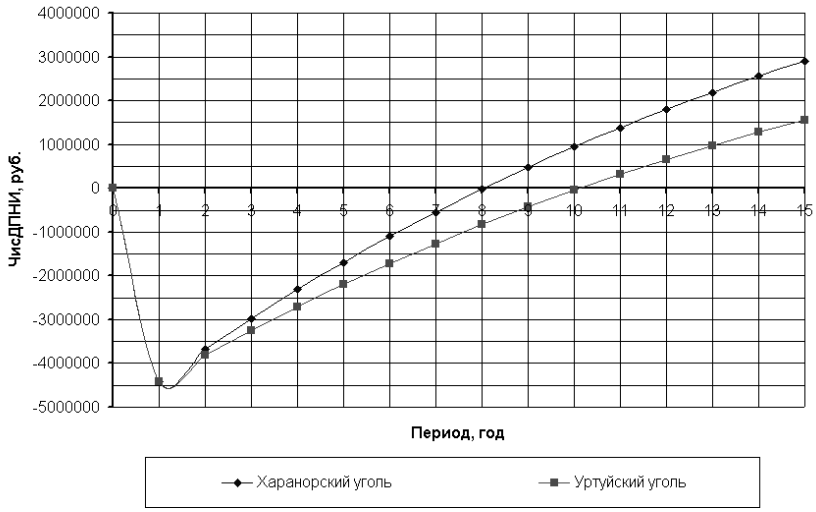


Рисунок 2.11 – Срок окупаемости схемы [455]

Таблица 2.11

Технико-экономические показатели схемы [455]

Показатель	Ед. измерения	Харанорский уголь		Уртуйский уголь	
		Зимний режим	Летний режим	Зимний режим	Летний режим
1	2	3	4	5	6
Количество солнечных коллекторов	шт.	178			
Капиталовложения	руб.	4450000,00			
Экономия денежных средств	руб./год	428836,62	330058,75	346639,27	266794,67
Чистая текущая стоимость	руб.	6425901		4424352	
Рентабельность инвестиций	-	2,44		1,99	
Срок окупаемости	год.	8,05		10,14	

2.3.3. Оценка экономической эффективности установки гелиовоздушного отопления

Условия внедрения схемы [410] представлены в таблице 2.12.

Стоимость покупки оборудования (в расчете на 1 СК) составила 25 тыс. руб. В таблице 2.13 приведены основные показатели эффективности внедрения схемы для условий г. Читы. Оценка эффективности показала приемлемые сроки окупаемости (см. рисунок 2.12 и таблицу 2.14).

Таблица 2.12

Характеристика оценки экономической эффективности использования водовоздушных СК в СОт [410]

Цель исследования	Оценка экономической эффективности использования водовоздушных СК в СОт
Характеристики СК	Размеры пластины лучевоспринимающей пластины коллектора: 1940*78(8)*2 мм, материал - медь, толщина стенки 2 мм.; степень замещения нагрузки – частичное замещение базового источника как по нагрузке ГВС, так и по вентиляционной нагрузке.
Исходные данные по району размещения	Место внедрения – г. Чита. Тариф централизованного источника – 4255,08 руб/Гкал

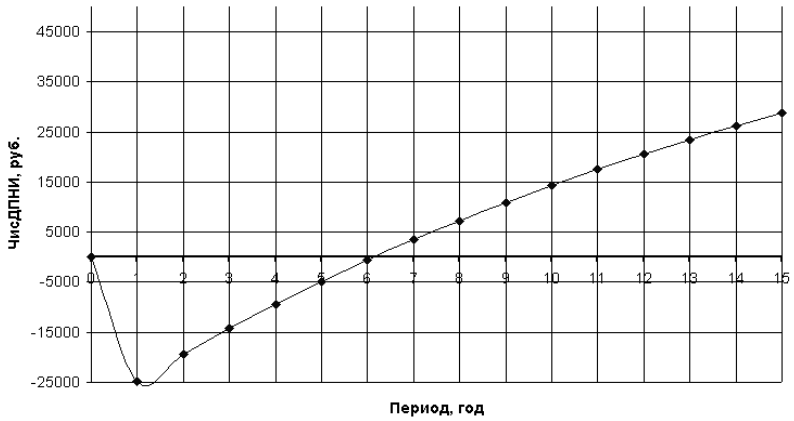


Рисунок 2.12 – Срок окупаемости схемы [410]

Таблица 2.13

Экономия денежных средств по месяцам, руб.

Месяц	Зимний режим	Летний режим
январь	371,48	-
февраль	460,83	-
март	617,50	-
апрель	546,18	-
май	478,98	-
июнь	-	295,24
июль	-	350,82
август	-	371,81
сентябрь	-	621,58
октябрь	701,11	-
ноябрь	472,87	-
декабрь	307,54	-
Итого за год	5595,95	

Таблица 2.14

Технико-экономические показатели схемы [410]

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
1	2	3
Количество солнечных коллекторов	шт.	1
Капиталовложения	руб.	25000
Экономия денежных средств	руб./год	5760,95
Чистая текущая стоимость	руб.	54435,63
Рентабельность инвестиций	-	3,17
Срок окупаемости	год.	6,14

2.4. Выводы по главе 2

1. Расчетными и экспериментальными исследованиями впервые доказана эффективность совмещения нагрева в одном СК двух видов теплоносителей (воды и воздуха). Комбинированный водовоздушный СК доказал свою высокую эффективность в ходе экспериментального исследования по сравнению с раздельными водяным и воздушным коллекторами.

2. Разработано методическое обеспечение использования НИЭ для повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ путем использования солнечной энергии в системах теплопотребления, а также для предварительного нагрева воздуха КА ТЭС.

3. Предложена солнечная установка гелиовоздушного отопления и способ ее совместного с СЦТ функционирования.

4. Разработана высокоэффективная схема обеспечивающая уменьшение использования органического топлива в СЦТ за счет внедрения СК у автоматизированных потребителей.

5. Созданы соответствующие действующему ГОСТу, теплогидравлические стенды, моделирующие работу СК у потребителей тепловой энергии, оборудованных САР и гелиовоздушного отопления.

6. Разработан способ, осуществляющий использование солнечной энергии для нагрева первичного воздуха для КА ТЭС.

7. Разработанные методы модернизации систем теплопотребления в СЦТ и КА ТЭС за счет использования ВИЭ показали свою высокую инвестиционную привлекательность для реально существующих объектов энергетики в Забайкальском крае.

8. Разработана система критериев оптимизации мероприятий направленных на развитие СЦТ, дифференцированных по условиям различных экономических отношений.

ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В СЦТ

Помимо энергии Солнца в качестве возобновляемого источника энергии в СЦТ может использоваться низкопотенциальная теплота окружающей среды. Глава 3 посвящена ряду внедренных и находящихся на стадии внедрения технико-экономически обоснованных методов использования данной теплоты в СЦТ, основанных на применении тепловых насосов [413, 414, 469].

3.1. Схема замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов

Использование ТНУ для замещения нагрузки ГВС является одним из наиболее рациональных подходов к повышению эффективности СЦТ с помощью ТНУ. В отличие от наиболее распространённых радиаторных СОт, системы ГВС характеризуются относительно низкой температурой горячей воды, подготавливаемой для потребителя. Это позволяет сделать вывод, что эффективность работы ТНУ в режиме подготовки воды для нужд ГВС, для большинства СЦТ, будет заведомо выше, чем в условиях замещения отопительной нагрузки.

Особый интерес при разработке схем замещения нагрузки ГВС представляет летний режим работы источников теплоснабжения, когда снижается эффективность комбинированной выработки теплоты и электрической энергии и формируются благоприятные условия для перевода ГВС на альтернативный источник.

При этом максимальную эффективность разрабатываемые схемы смогут показать только при условии использования доступного возобновляемого источника энергии в качестве низкопотенциального источника теплоты (НПИТ).

С учетом описанных особенностей разработан способ замещения нагрузки централизованного ГВС в межотопительный период теплотой от легкодоступного возобновляемого источника энергии. Способ адаптирован к условиям функционирования российских СЦТ и реализуем для любого потребителя, имеющего СОт без проведения дорогостоящих мероприятий по реконструкции исходной схемы

теплоснабжения [414, 468]. В качестве низкопотенциального источника предполагается использовать СОт.

Способ реализуется по представленному ниже алгоритму (см. рисунок 3.2).

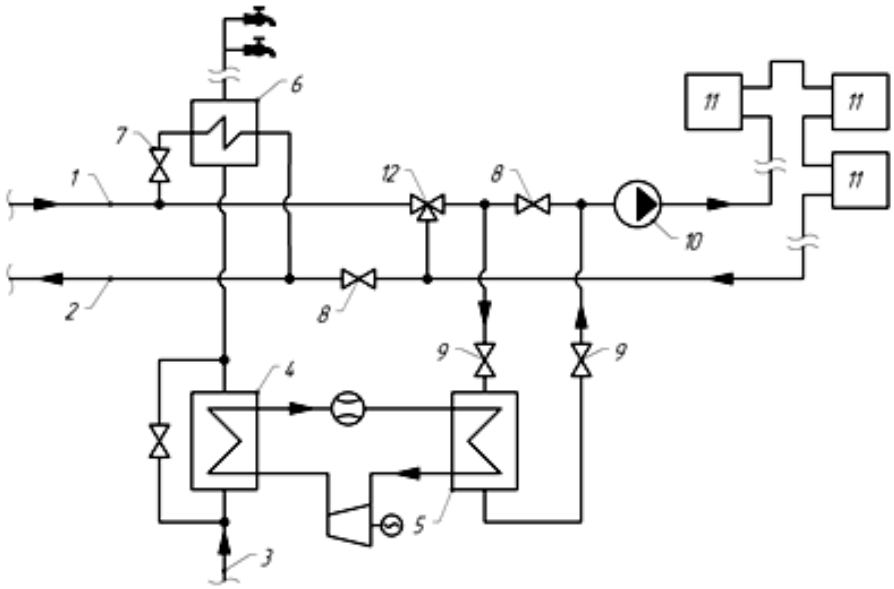


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема способа [414]:
1 – подающий трубопровод; 2 – обратный трубопровод; 3 – трубопровод воды, идущей на ГВС; 4 – конденсатор ТНУ; 5 – испаритель ТНУ; 6 – теплообменник ГВС; 7, 8, 9 – запорная арматура; 10 – циркуляционный насос; 11 – отопительный прибор; 12 – трехходовой клапан

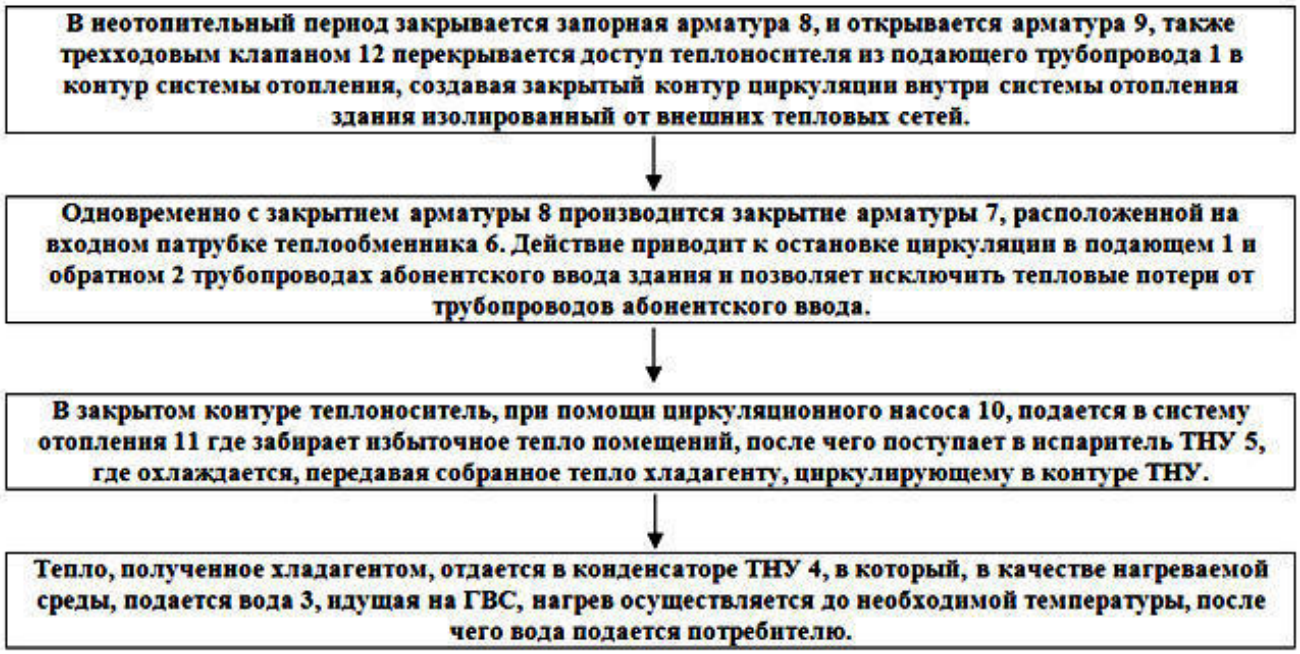


Рисунок 3.2 – Алгоритм функционирования схемы [414]

ТНУ, работающие в предложенной схеме, смогут обеспечивать потребителя горячей водой с приемлемым значением СОР при высокой компактности схемы. Дополнительно реализация холодного контура СОт позволяет снизить нагрузку на системы кондиционирования, что в сочетании с ГВС свойственно только дорогостоящим комплексным схемам теплохладоснабжения [11].

Разработанный способ является концептуальной идеей, которая описывает потенциальную возможность использования СОт потребителя в технологическом цикле ТНУ при подготовке горячей воды и не учитывает особенности функционирования реальных систем теплоснабжения. Для практического воплощения разработки потребуется учесть ограниченность теплового потенциала, организуемого НПИТ, суточную неравномерность нагрузки ГВС и отсутствие циркуляционных насосов у большинства потребителей.

С учетом концепции также была предложена схема, подходящая для использования с различными типами потребителей (УСК-ГВС) [469] (см. рисунок 3.3).

Алгоритм работы УСК-ГВС с элеватором представлен на рисунке 3.4.

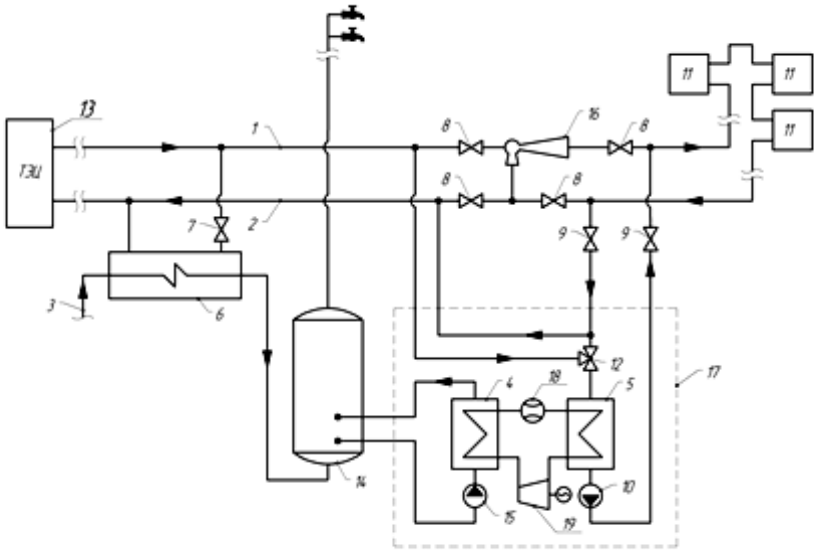


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема установки [469]:
1-12 – тоже, что и на рисунке 3.1; 13 – источник теплоснабжения; 14 – бак аккумулятор; 15 – циркуляционный насос бака; 16 – элеватор; 17 – блок ТНУ; 18 – дроссель; 19 – компрессор

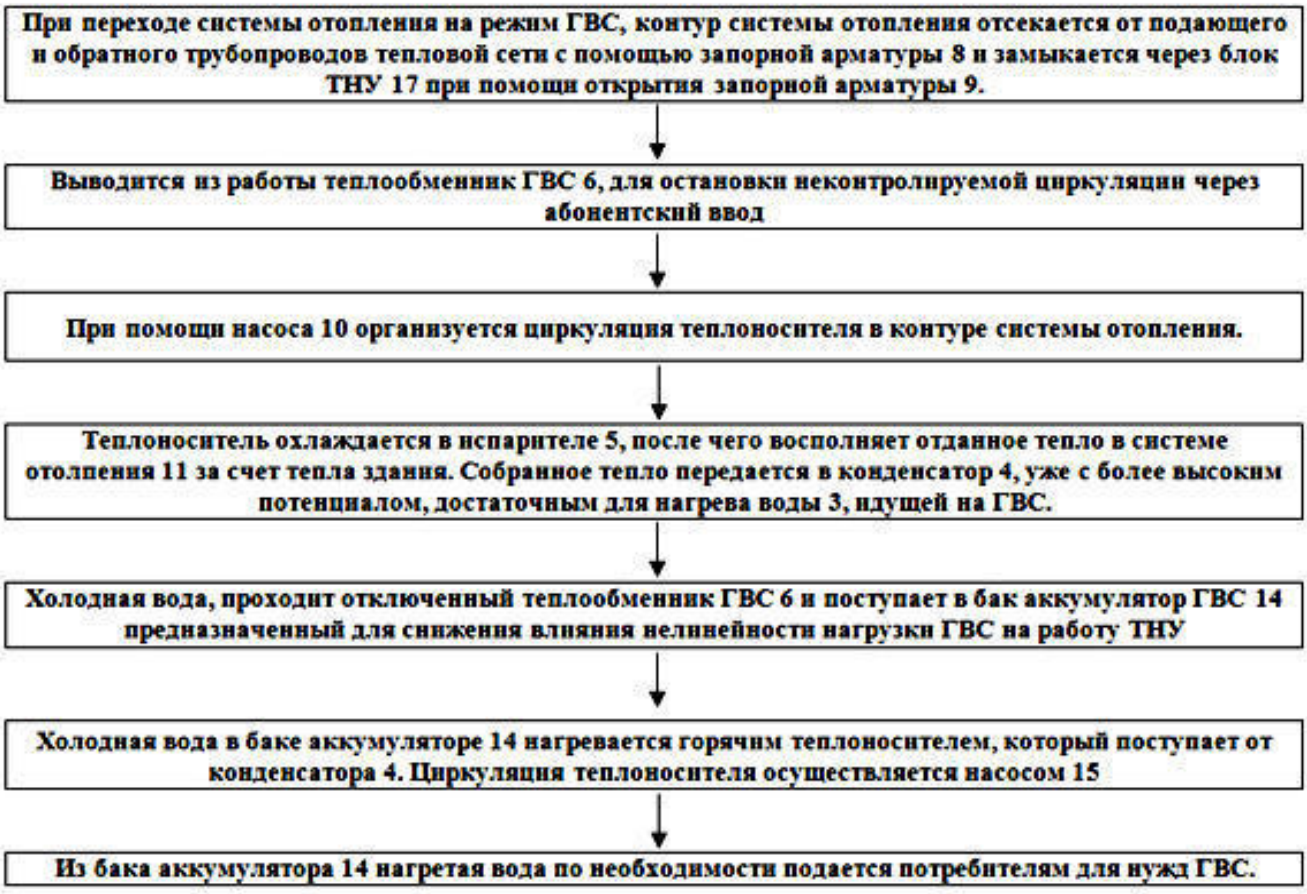


Рисунок 3.4 – Алгоритм функционирования УСК-ГВС [469]

В случае дефицита теплоты в контуре СОт в УСК-ГВС предусматривается возможность подпитки контура горячей водой из подающего трубопровода тепловой сети через клапан 12 с одновременным вытеснением избытка холодного теплоносителя в обратный трубопровод. Горячая подпитка стабилизирует работу ТНУ, препятствуя снижению коэффициента преобразования (СОР), обеспечивает защиту от конденсации влаги на внешней поверхности отопительных приборов и не позволяет захолаживать помещения. Разработанная схема может внедряться для широкого круга потребителей с различным набором оборудования.

Таким образом, УСК-ГВС позволяет создавать стабильные схемы ГВС с ВИЭ, сохраняя при этом все преимущества разработанного способа горячего водоснабжения. Обосновать повышение эффективности работы СЦТ с УСК-ГВС возможно путем моделирования тепловых процессов, протекающих при функционировании способа.

В условиях УСК-ГВС температура внутреннего воздуха здания – это основная характеристика [470], которая позволит связать тепловые потоки между окружающей средой, помещениями здания, СОт, теплообменными аппаратами ТНУ и схемой ГВС, а также наглядно интерпретировать данные модели, накладывать необходимые ограничения и представлять результаты в графическом виде. Полученная моделью температура внутреннего воздуха также будет использоваться для расчета систем кондиционирования для выявления побочного положительного эффекта от захолаживания помещений.

Определить зависимость температуры внутреннего воздуха от внешних и внутренних тепловых возмущений возможно при помощи дифференциального уравнения, связывающего теплопоступление в здание с тепловосприятием холодного контура и учитывающего тепловую аккумуляцию стен здания:

$$\beta \cdot Q_{Т.В.} d\tau = Q_{Т.П.} d\tau + F_{СТ} \cdot S_{СТ} \cdot \rho_{СТ} \cdot c_{СТ} dt_{СТ}, \quad (3.1)$$

где $Q_{Т.В.}$ – тепловосприятие СОт для нужд ТНУ;

$Q_{Т.П.}$ – теплопоступление в здание;

β – доля сокращения тепловосприятия СОт;

$F_{СТ}$, $S_{СТ}$ – площадь поверхности и толщина ограждающих конструкций;

$\rho_{СТ}$, $c_{СТ}$ – плотность и теплоемкость ограждающих конструкций.

Представленное уравнение является преобразованным уравнением, которое было предложено Е. Я. Соколовым для описания процесса изменения температуры внутреннего воздуха в отопительный период в зависимости от тепловых потерь здания и тепловых поступлений от СОт с учетом влияния тепловой аккумуляции [50]. Уравнение было преобразовано таким образом, чтобы получить инверсию тепловых потоков относительно исходного, зимнего, варианта.

$Q_{Т.В.}$ – это тепло, «перекачиваемое» ТНУ из НПИТ при условии необходимого отпуска ГВС ($Q_{ГВС}$), учитывающее подведенную электрическую мощность (N) [471-473]:

$$Q_{Т.В.} = Q_{ГВС} - N = Q_{ГВС} - \frac{Q_{ГВС}}{\mu}, \quad (3.2)$$

где μ – СОР.

Доля сокращения тепловосприятия СОт β показывает долю ВИЭ в балансе. Коэффициент снижается меньше единицы, если в СОт подается горячая вода из тепловых сетей. Введение доли сокращения тепловосприятия обоснованно необходимостью резервировать источник энергии для ТНУ, чтобы исключить ситуации, влекущие за собой переохлаждение СОт.

Теплопоступление в здание $Q_{Т.П.}$ представляет собой суммарное количество теплоты, поступающей в помещения рассматриваемого объекта. $Q_{Т.П.}$ учитывает теплоту, которая поступает от внешних источников через ограждающие конструкции, включая инфильтрацию и солнечное излучение, а также теплоту от внутренних источников, включая пребывающих в здании людей и оборудование. Составляющие $Q_{Т.П.}$ определяются независимо, согласно соответствующим СНиПам.

Для учета аккумулирующей способности введем обозначение:

$$\theta dt_{в} = F_{СТ} \cdot S_{СТ} \cdot \rho_{СТ} \cdot c_{СТ} dt_{СТ} . \tag{3.3}$$

С учетом наружных и внутренних конструкций, а также соответствия теплофизических свойств [50, 474]:

$$\theta = F^{н}_{СТ} \cdot S^{н}_{СТ} \cdot \rho^{н}_{СТ} \cdot c^{н}_{СТ} \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\frac{1}{\alpha_{н}} - \frac{1}{\alpha_{в}}}{\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{S_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_{н}}} \right) + \frac{1}{2} \cdot F^{в}_{СТ} \cdot S^{в}_{СТ} \cdot \rho^{в}_{СТ} \cdot c^{в}_{СТ}, \tag{3.4}$$

где $\alpha_{в}$, $\alpha_{н}$, $\lambda_{СТ}$ – коэффициенты теплоотдачи (наружный и внутренний) и коэффициент теплопроводности.

Для решения уравнения (3.1) необходимо получить зависимость СОР от температурного режима в помещении [50, 475, 476]:

$$\frac{1}{\mu} = A + B \cdot t_{в} , \tag{3.5}$$

$$A = a_1 + b_1 \cdot \overline{Q}_{ГВС} - c_1 \cdot e^{-\overline{Q}_{ГВС}} , \tag{3.6}$$

$$B = -a_2 + b_2 \cdot \overline{Q}_{ГВС} - c_2 \cdot e^{-\overline{Q}_{ГВС}}, \quad (3.7)$$

где: $a_1, b_1, c_1, a_2, b_2, c_2$ – экспериментальные константы;

$\overline{Q}_{ГВС}$ – относительная нагрузка ГВС.

Алгоритм получения констант (см. рисунок 3.5) реализован в программе для ЭВМ [477].

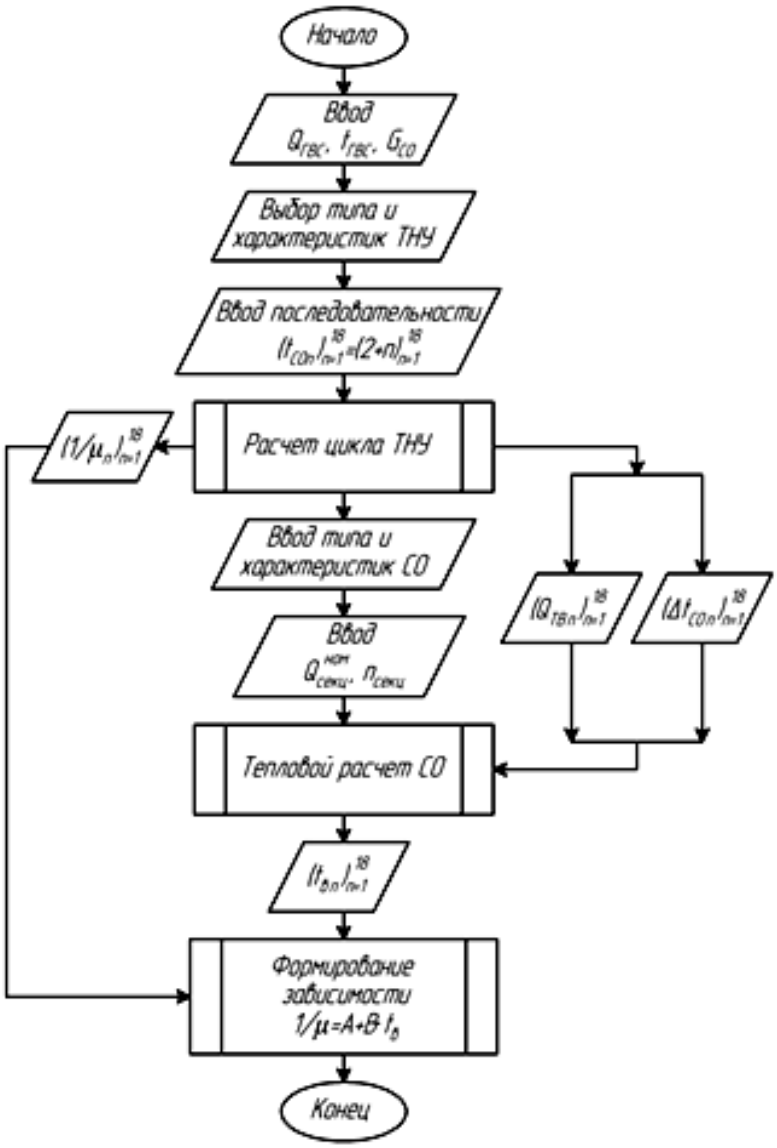


Рисунок 3.5 – Алгоритм формирования эмпирической зависимости:
$t_{ГВС}$ – температура воды идущей на ГВС; $G_{СО}$ – расход теплоносителя в контуре СОт;
$\Delta t_{СО}$ – температурный перепад СОт

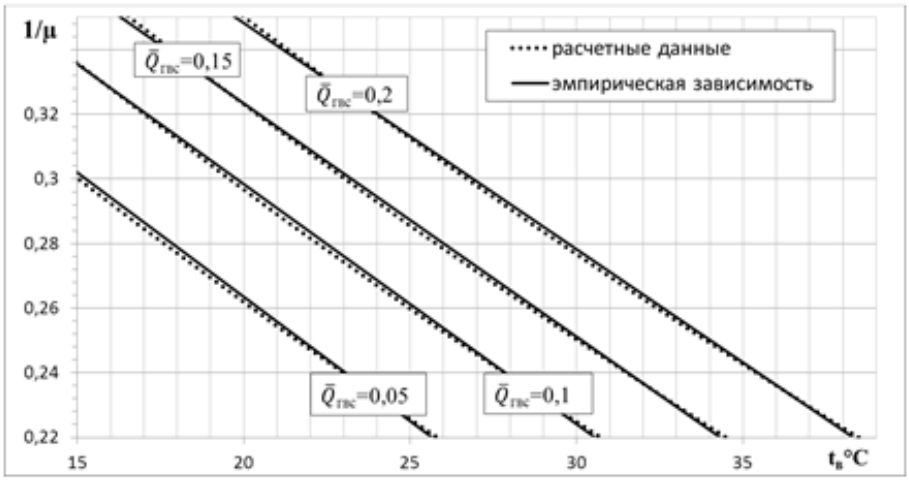


Рисунок 3.6 – Семейство зависимостей СОР от температуры внутреннего воздуха при различных значениях относительной доли нагрузки ГВС

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о возможности с хорошей точностью заменить алгоритм формирования эмпирической зависимости в модели на зависимость (3.5). Представленные на рисунке 3.6 данные определены для СОт с алюминиевыми литыми секционными радиаторами, подключенными по однотрубной вертикальной системе с замыкающим участком при их подключении к экспериментальной ТНУ для компенсации нагрузки ГВС.

Подставив полученные зависимости (3.2), (3.3) и (3.5) в уравнение (3.1), получим:

$$\beta \cdot (Q_{ГВС} - Q_{ГВС}(A + B \cdot t_в))d\tau = Q_{Т.П.}d\tau + \theta dt_в . \tag{3.8}$$

С учетом начальных условий $\tau = 0$, $t_в = t_в^{нач}$, $Q_{Т.П.} = Q_{Т.П.}^{нач}$ получаем решение:

$$t_в = [\beta \cdot Q_{ГВС} \cdot (1 - A) - Q_{Т.П.} + (Q_{Т.П.}^{нач} - \beta \cdot (Q_{ГВС} - Q_{ГВС}(A + B \cdot t_в^{нач})) \times \\ \times \exp(\tau^*)]/(Q_{ГВС} \cdot B \cdot \beta), \tag{3.9}$$

где $\tau^* = \dfrac{\tau \cdot (Q_{ГВС} \cdot B \cdot \beta)}{\theta}$ – безразмерное время тепловой инерции.

Использование данного уравнения ограничивается рядом условий:

$$\begin{cases} t_в \geq t_{норм} \text{ , если } t_в^0 > t_{норм,} ; \\ t_{со} > t_{кр}; \\ t_в \geq t_в^0\text{-1, если } t_в^0 \leq t_{норм,} ; \end{cases} \tag{3.10}$$

где $t_в^0$, $t_{норм}$ – температуры в помещении текущая и температура, захолаживание ниже которой не допускается;

$t_{со}$, $t_{кр}$ – температуры в СОт текущая и критическая (соответствующая замерзанию в испарителе).

Согласно ограничениям, работа ТНУ без подмеса горячего теплоносителя возможна при поддержании температуры воздуха в помещениях здания выше или равной нормативной. Нормативное значение температуры внутреннего воздуха определяется по соответствующим рекомендациям, которые изложены в санитарных и строительных нормах для зданий и сооружений различного назначения.

Вторым ограничением работы ТНУ является снижение температуры теплоносителя в СОт до критической температуры (соответствующей замерзанию в ТНУ).

Для реализации второго ограничения в модели выделена температура $t_{со}$, которая определяется на основе рекомендаций по тепловому расчёту радиаторных СОт, с применением дополнительной справочной и учебной литературы [475, 476] для учета специфики работы системы в режиме охлаждения.

Нарушение условий ограничения приводит к открытию трехходового клапана и подмесу теплоносителя из подающего трубопровода тепловой сети в СОт. Подмес горячего теплоносителя уменьшает долю участия НПИТ в формировании нагрузки на ГВС, в процессе подмеса сокращается тепловая нагрузка на СОт со стороны ТНУ и, как следствие, исключается опасность замерзания испарителя, образования конденсата и захолаживания воздуха в помещениях здания.

Введение горячего теплоносителя в СОт улучшит качество и надёжность работы системы при стабильном обеспечении нагрузки ГВС, однако приведет к снижению эффективности теплоснабжения здания в целом, поскольку произойдет замещение возобновляемого источника энергии на невозобновляемый.

Третье ограничение в системе (3.10) создано искусственно для повышения эффективности системы в неспецифических условиях, когда нарушение нормативной температуры воздуха происходит по независящим от ТНУ причинам,

например в административных зданиях в первые или в последние недели межотопительного периода. В таком случае рационально допустить работу ТНУ без подмеса горячего теплоносителя, если ТНУ не оказывает заметного влияния на температурный режим здания. Численно «заметное влияние» принимается в размере отклонения температуры воздуха на 1°С при включении в работу ТНУ. Принятая величина обусловлена тем, что она близка к пределу термической чувствительности человека [478].

Третье ограничение не рекомендуется для жилых зданий.

Программный комплекс [479], реализующий алгоритм разработанной математической модели, позволяет оценить работоспособность УСК-ГВС для любого потребителя. Также на основе отчетов об основных характеристиках модернизированной системы теплоснабжения здания программным комплексом создается база для оценки влияния УСК-ГВС на СЦТ.

Для верификации модели произведен расчет на примере корпуса «Э» ФГБОУ ВО «ЗабГУ». Характеристики здания рассмотрены в таблице 3.1.

Согласно полученным в процессе моделирования данным, мощности ТНУ достаточно доля покрытия нагрузки ГВС, но не достаточно для изменения температурного режима внутри здания, который формируется преимущественно за счет внешних возмущений и аккумулирующей способности здания (см. рисунок 3.7). При средних климатических показателях снижение температуры внутреннего воздуха для корпуса «Э» также сохраняется незначительным (см. рисунок 3.8), позволяя достичь полной автономности от централизованного источника теплоснабжения на период режима ГВС.

Полученный результат наглядно представляет обоснованность допущения о возможности работы ТНУ для административных зданий при снижении температуры воздуха ниже нормативной.

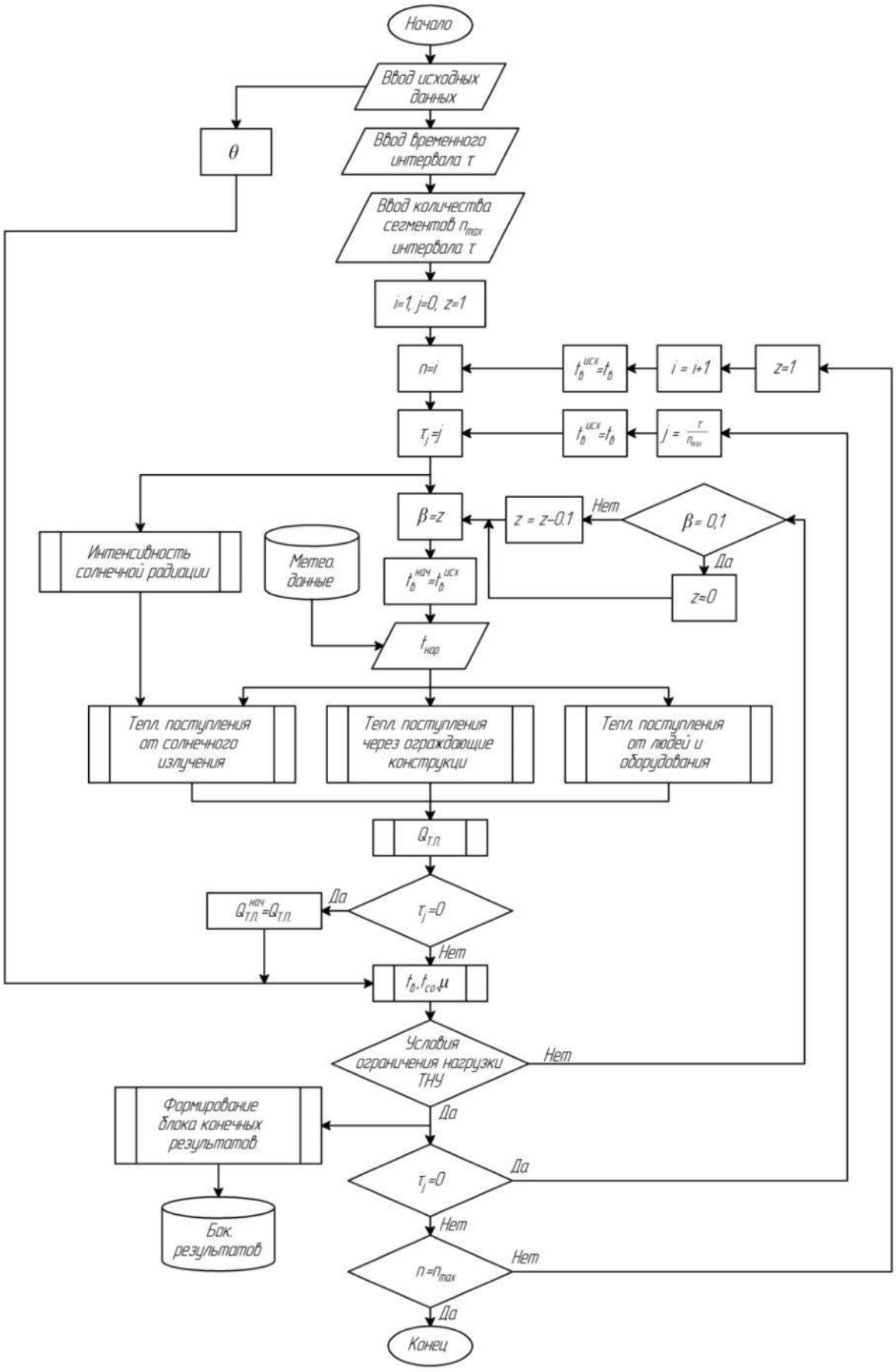


Рисунок 3.7 – Блок схема алгоритма математической модели

Таблица 3.1

Характеристики здания корпуса «Э»

Показатель	Значение
1	2
Суммарная площадь ограждающих конструкций $F^{н}_{ст}$, м²	3421
Суммарная площадь внутренних конструкций $F^{в}_{ст}$, м²	8553
Средняя толщина наружных стен здания $S^{н}_{ст}$, м	0,75
Средняя толщина внутренних стен здания $S^{в}_{ст}$, м	0,25
Средняя плотность материала стен здания $\rho^{н}_{ст}$, $\rho^{в}_{ст}$, кг/м³	1800
Средняя теплоемкость материала стен здания $c^{н}_{ст}$, $c^{в}_{ст}$, Дж/кг°С	880
Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{н}$, Вт/м²°С	23
Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{в}$, Вт/м²°С	8,7
Коэффициент теплопроводности $\lambda_{ст}$, Вт/м°С	0,8
Расчетный тепловой поток одной секции радиатора, $Q^{ном}_{сец}$, Дж/с	185
Количество секции радиатора, $n_{сец}$, шт	3181
Средняя летняя нагрузка ГВС, $Q_{гвс}$, Дж/с	26749
Расход теплоносителя в системе отопления, т/ч	20
Начальная температура внутреннего воздуха, $t^{н}_{в}$ °С	20
Среднее количество человек, находящихся в здании в рабочее время	600

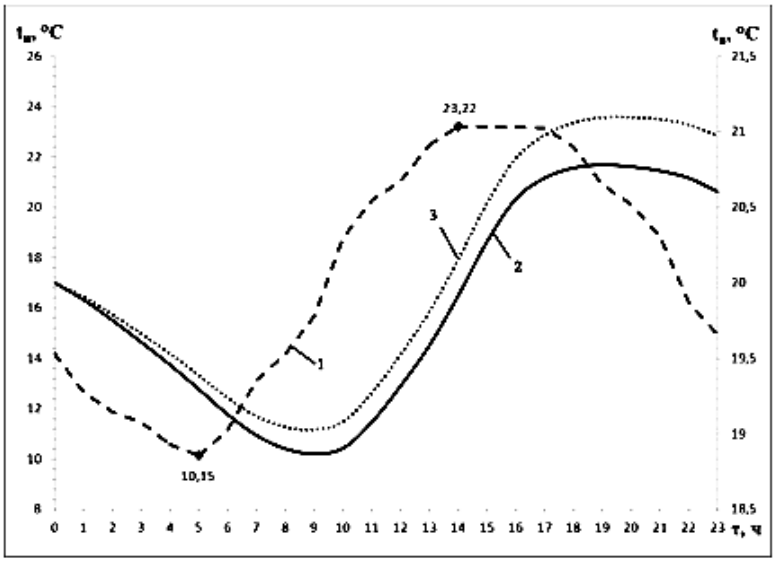


Рисунок 3.8 – Смоделированное изменение температуры внутреннего воздуха при средних климатических показателях:
1 – температура наружного воздуха, 2 – температура внутреннего воздуха, 3– температура внутреннего воздуха при отсутствии ТНУ, (линия 1 относится к основной оси для температуры наружного воздуха $t_н$, линии 2 и 3 относятся к вспомогательной оси для температуры внутреннего воздуха $t_в$)

Исследование работы УСК-ГВС для зданий различного объема и назначения позволило определить относительную долю нагрузки ГВС, при которой возможна работа системы без подмеса теплоносителя с большой вероятностью на протяжении всего межотопительного периода. Полученное значение $\overline{Q}_{ГВС}$ не превысило 12 % при вероятности автономной работы 95 %.

К примеру в СЦТ г. Читы нагрузка ГВС составляет меньше 20 %, а разработанная схема может компенсировать до 70 % летней нагрузки. Также теоретическая оценка УСК-ГВС подтверждает ее эффективность для ГВС и при кондиционировании.

3.2. Оценка эффективности схемы замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов

Для экспериментальной верификации теоретической оценки использовалась опытно-промышленная установка (см. рисунок 3.9).

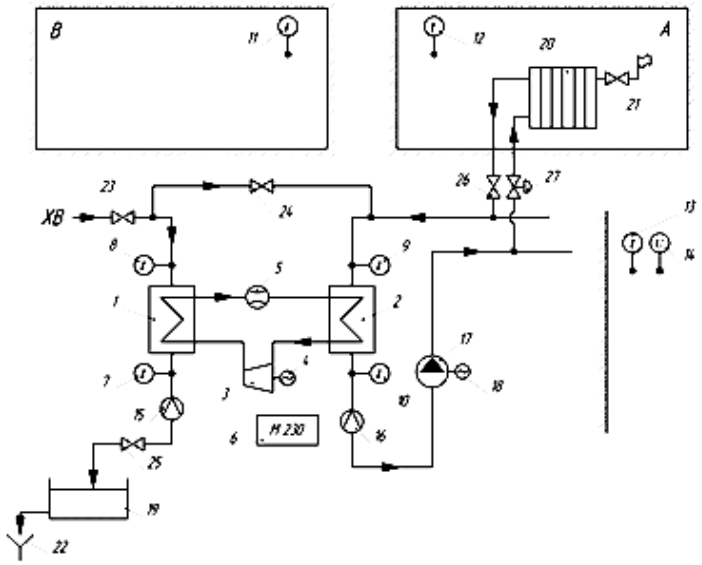


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема экспериментальной системы теплоснабжения:
А – охлаждаемое помещение, В – неохлаждаемое помещение, 1 – конденсатор ТНУ, 2 – испаритель ТНУ, 3 – компрессор, 4 – привод компрессора, 5 – дроссель, 6 – счетчик электрической энергии, 7, 8, 9,10,11,12,13 –датчики температуры, 14 – пиранометр, 15,16 – расходомеры, 17 – циркуляционный насос, 18 – привод насоса, 19 – приемная емкость, 20 – радиаторы отопления, 21 – воздухоотводчик, 22 – дренаж, 23,24,25,26 – запорно-регулирующая арматура, 27 – балансировочный клапан

Характеристика эксперимента представлена в таблице 3.2.

Характеристики помещения «А» представлены в таблице 3.3. Характеристики помещения «В» совпадают с характеристиками помещения «А».

Экспериментальная верификация эмпирической формулы (3.5) показала ее высокую достоверность при среднеквадратичном отклонении менее 0,02 и максимальном отклонении менее 0,04 (см. рисунок 3.10).

Как видно из рисунка, зависимость (3.5) при корректном подборе эмпирических коэффициентов с приемлемой точностью описывает процесс изменения COP при изменении температуры внутреннего воздуха, что свидетельствует о достоверности полученной зависимости.

Таблица 3.2

Характеристика экспериментальных исследований эффективности применения ТНУ для компенсации ГВС

Опыт	Экспериментальное исследование эффективности схемы замещения централизованного ГВС с применением ТНУ
Цель	Экспериментальная верификации теоретической оценки
Способы моделирования	Моделирование нагрузки ГВС производилось путем пропускания холодного теплоносителя из системы водоснабжения через ТНУ. Система водоразбора и бак-аккумулятор заменены приемной емкостью, после которой осуществлялось дренирование подогретой воды в канализацию. Циркуляционный контур моделируется участком СОт корпуса «Э». Циркуляция обеспечивается насосом марки Grundfos типа UPS 15-14 BA PM. В качестве отопительных приборов в контуре используются радиаторы марки Radena Bimetal типа CS500 с номинальным тепловым потоком 185 Вт в количестве 40 секций, разбитых на 4 отопительных прибора, включенных параллельно с противоточным движением теплоносителя и охлаждаемого воздуха
Способ использования ТНУ	Экспериментальная система включала в себя отдельный участок СОт здания энергетического факультета ЗабГУ (Корпус «Э»), который в рамках эксперимента был изолирован от основной части СОт и включал в себя охлаждаемое помещение «А». К изолированному участку СОт был подключен блок ТНУ. Для проверки модели на достоверность расчетов температуры в здании, необорудованным ТНУ, в экспериментальную систему включено дополнительное неохлаждаемое помещение «В»
Условия эксперимента	Работа системы осуществляется согласно разработанному способу компенсации нагрузки ГВС. В программу экспериментальных исследований входило: 1) исследование влияние ТНУ на температурный режим помещения с определением зависимости COP ТНУ от температуры воздуха в помещении; 2) отслеживание климатических показателей для определения фактических теплопоступлений в помещение; 3) сравнение экспериментальных данных с данными математической модели

Таблица 3.3

Характеристики помещений

Показатель	Значение
1	2
Площадь ограждающих конструкций $F^{н}_{ст}$, м²	36
Площадь внутренних конструкций $F^{в}_{ст}$, м²	250
Средняя толщина наружных стен здания $S^{н}_{ст}$, м	0,75
Средняя толщина внутренних стен здания $S^{в}_{ст}$, м	0,25
Средняя плотность материала стен здания $\rho^{н}_{ст}$, $\rho^{в}_{ст}$, кг/м³	1800
Средняя теплоемкость материала стен здания $c^{н}_{ст}$, $c^{в}_{ст}$, Дж/кг°С	880
Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{в}$, Вт/м²°С	23
Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{н}$, Вт/м²°С	8,7
Коэффициент теплопроводности $\lambda_{ст}$, Вт/м°С	0,8

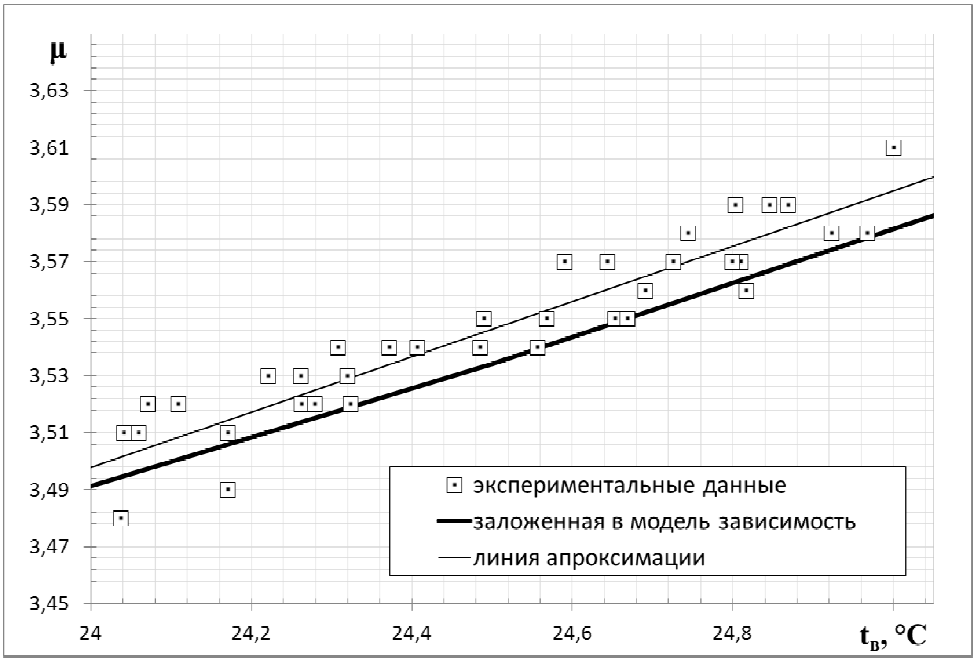


Рисунок 3.10 – Зависимость COP от температуры воздуха

Фактическое влияние работы ТНУ на изменение температуры внутреннего воздуха помещений здания оценивалось путем проведения измерений температуры воздуха с получасовым интервалом. Математическая оценка влияния осуществлялась с использованием в модели измеряемой температуры наружного

воздуха и измеряемой энергетической освещенности, принятых как действительные параметры для модели.

В ходе сравнения расчетов, полученных благодаря математической модели, и реальных показателей получены следующие зависимости, представленные на рисунке 3.11.

Максимальное расхождение между экспериментальными и фактическими температурами внутреннего воздуха в помещении «А» составило 0,24 °С, для помещения «В» – 0,25 °С. Среднеквадратичное отклонение результирующих данных модели оценивается в 0,107 °С для помещения «А» и 0,108 °С для помещения «В». Проведенное исследование подтверждает достоверность результатов, получаемых в ходе математического моделирования.

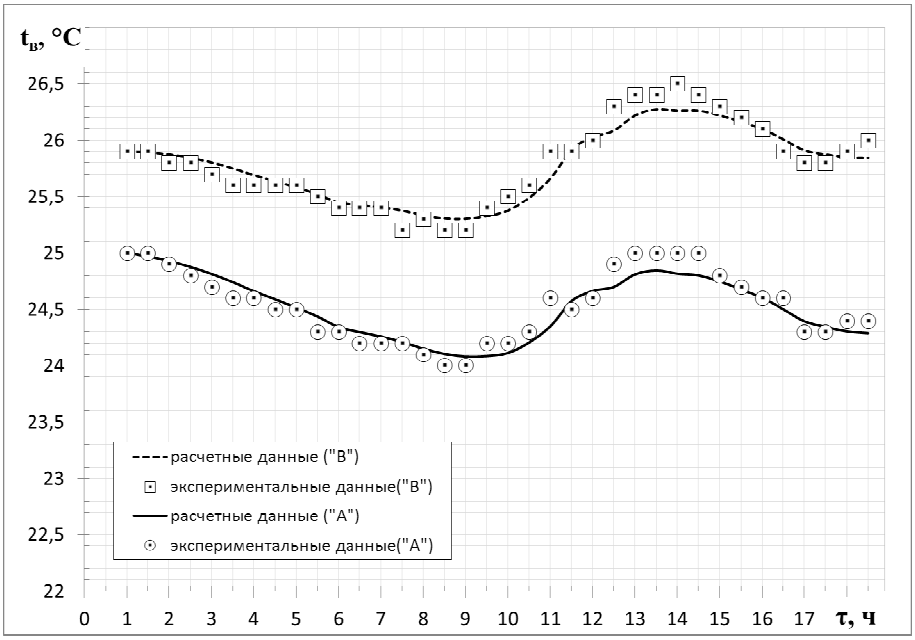


Рисунок 3.11 – Изменение температуры воздуха в течение эксперимента

Проведение эксперимента позволило подтвердить достоверность математической модели в целом и эмпирической зависимости в частности. Выводы экспериментальных исследований дают возможность использовать модель в расчетах СОт с УСК-ГВС.

3.3. Определение рабочих параметров циркуляционного насоса в универсальной системе компенсации горячего водоснабжения

В ходе выполнения многократных расчетов для оценки эффективности УСК-ГВС было отмечено существенное влияние мощности циркуляционного насоса на итоговую эффективность. Для СОт, работающих по разработанной методике, возникает необходимость определения рабочих параметров насоса при оптимальных параметрах расхода.

В условиях поставленной задачи в качестве критерия выбраны дисконтированные затраты в системе за время реализации проекта (подробно описаны в п. 2.2):

$$\begin{cases} G_{C.O.}^{opt} = \lim\limits_{\Delta З \to \min} f(\Delta З); \\ \Delta З = \sum\limits_{t=1}^{t_{пр}} (K_t + \Delta И_t) \cdot (1+E)^{t_{пр}-t}; \\ G_{C.O.}^{\min} < G_{C.O.}^{opt} < G_{C.O.}^{\max}; \\ Q_{ГВС} = const, \end{cases} \tag{3.11}$$

где $G_{C.O.}$ – расход в СОт;

$G_{C.O.}^{\min}, G_{C.O.}^{\max}, G_{C.O.}^{opt}$ – предельные и оптимальный расходы в СОт;

$\Delta И_t$ – изменение расходов на эксплуатацию в год t;

K_t – капзатраты в год t.

Для УСК-ГВС целевая функция принимает вид:

$$\begin{cases} G_{C.O.}^{opt} = \lim\limits_{\Delta З \to мin} f(\Delta З); \\ \Delta З = \sum\limits_{i=1}^{2} K_i + (\sum\limits_{j=1}^{5} И_j - И_0) \cdot (1+\alpha); \\ G_{C.O.}^{\min} < G_{C.O.}^{opt} < G_{C.O.}^{maa}; \\ Q_{ГВС} = coons, \end{cases} \tag{3.12}$$

где $И_0$ – текущие расходы на эксплуатацию без разработанной универсальной системы;

$И_1$, $И_2$, $И_3$, $И_4$, $И_5$ – текущие расходы: 1 – на ТНУ; 2 – на цирк насос; 3 – на теплоту ГВС; 4 – на охлаждение помещений; 5 – прочие, не зависящие от расхода в СОт;

K_1 –капзатраты, не зависящие от расхода теплоносителя, и капзатраты на циркнасос;

$G_{C.O.}$ – расход в СОт;

$G_{C.O.}^{\min}, G_{C.O.}^{\max}$, $G_{C.O.}^{opt}$ – предельно допустимые и оптимальный расходы в СОт.

Рассмотрим издержки по составляющим:

$$И_1 = \sum_{i=1}^{n}(N_i \cdot \tau_i) \cdot C_Э = \sum_{i=1}^{n}(\frac{Q_{ГВС}}{\mu_i} \cdot \tau_i) \cdot C_Э, \qquad (3.13)$$

где $C_Э$ – тариф на э/э;

N_i, τ_i – электрическая мощность в рассматриваемое время работы с данной мощностью.

Входящий в (3.13) СОР представим зависимостью от внутренней температуры:

$$\frac{1}{\mu_i} = A + B \cdot t_i =$$

$$= \alpha^{\mu} \cdot \left[1 - \left(\frac{G_{C.O.}^{ном}}{G_{C.O.}}\right)^{0,5}\right] + A \cdot \left(\frac{G_{C.O.}^{ном}}{G_{C.O.}}\right)^{0,5} + \left(\beta^{\mu} \cdot \left[1 - \left(\frac{G_{C.O.}^{ном}}{G_{C.O.}}\right)^{0,5}\right] + B \cdot \left(\frac{G_{C.O.}^{ном}}{G_{C.O.}}\right)^{0,5}\right) \cdot t_i = \qquad (3.14)$$

$$= A^{\mu} \cdot t_i + \left(\frac{G_{C.O.}^{ном}}{G_{C.O.}}\right)^{0,5} \cdot B^{\mu} \cdot t_i$$

$$A^{\mu} = \frac{\alpha^{\mu} + \beta^{\mu} \cdot t_i}{t_i},$$

$$B^{\mu} = \frac{A - \alpha^{\mu} + (B - \beta^{\mu}) \cdot t_i}{t_i}$$

где $\alpha^{\mu}, \beta^{\mu}$ – коэффициенты, учитывающие изменение расхода в СОт на СОР;

t_i – температура во временной интервал i;

$G_{C.O.}^{p}$ – расчетный расход в СОт.

Зависимость (3.13) для среднего за летний период коэффициента μ преобразуется к следующему виду:

$$\frac{1}{\mu_{ср}} = A_{ср}^{\mu} + \left(\frac{G_{С.О.}^{р}}{G_{С.О.}}\right)^{0,5} \cdot B_{ср}^{\mu}. \tag{3.15}$$

$$И_1 = Q_{ГВС} \cdot \left(A_{ср}^{\mu} + \left(\frac{G_{С.О.}^{р}}{G_{С.О.}}\right)^{0,5} \cdot B_{ср}^{\mu} \right) \cdot C_{Э} \cdot \tau_{лет}. \tag{3.16}$$

$$И_2 = N_{нас} \cdot C_{Э} \cdot \tau_{лет}, \tag{3.17}$$

где $N_{нас}$ – потребляемая мощность циркнасоса;

$\tau_{лет.}$ – длительность летнего периода.

$$N_{нас} = A^{N} + B^{N} \cdot G_{С.О.} \tag{3.18}$$

$$И_3 = \sum_{j=1}^{m} [Q_{Т.В.}^{j} \cdot (1 - \beta_j) \cdot \tau_j] \cdot C_Q, \tag{3.19}$$

где C_Q – тариф на т/э.

$$Q_{Т.В.}^{j} = \frac{1}{l} \cdot \sum_{z=1}^{l} (Q_{ГВС} - \frac{Q_{ГВС}}{\mu_z}) = \frac{1}{l} \cdot \sum_{z=1}^{l} \left(Q_{ГВС} - Q_{ГВС} \cdot \left[A^{\mu} \cdot t_z + \left(\frac{G_{С.О.}^{р}}{G_{С.О.}}\right)^{0,5} \cdot B^{\mu} \cdot t_z \right] \right)_{/} \tag{3.20}$$

$$И_3 = \left[Q_{ГВС} - Q_{ГВС} \cdot \left(A_{ср}^{\mu} + \left(\frac{G_{С.О.}^{р}}{G_{С.О.}}\right)^{0,5} \cdot B_{ср}^{\mu} \right) \right] \cdot (1 - \beta_{ср}) \cdot C_Q \cdot \tau_{лет}, \tag{3.21}$$

$$И_4 = \frac{\sum_{f=1}^{k} (Q_{Х\,f} \cdot \tau_f)}{\mu^*} \cdot C_{Э}, \tag{3.22}$$

где $Q_{Х\,f}$ – нагрузка кондиционирования.

$$Q_{Х\,f} = q_X \cdot (t_{вf} - t_{норм}), \tag{3.23}$$

где $t_{вf}$, $t_{норм}$ – текущая и необходимая температуры воздуха

$t_{вf}$ необходимо усреднить и получить ее зависимость от расхода в СОт:

$$t_{вf}^{ср} = A^{X} + \frac{G_{С.О.}^{р} \cdot B^{X}}{G_{С.О.}}. \tag{3.24}$$

$$И_4 = \frac{q_X \cdot \left(\left[A^X + \frac{G^p_{C.O.} \cdot B^X}{G_{C.O.}} \right] - t_{норм} \right) \cdot \tau_{лет}}{\mu^*} \cdot C_Э \,. \tag{3.25}$$

$\sum И_5 = 0$ поскольку не зависят от расхода в СОт.

Капзатраты складываются из независящих от производительности насоса $\sum K_1$ и зависящих K_2:

$$\sum K = \sum K_1 + K_2 \,. \tag{3.26}$$

С учетом капзатрат и издержек приведенные затраты за время реализации проекта находятся:

$$\begin{aligned} \Delta З = \Bigg\langle & \sum_{i=1}^{n} \left[Q_{ГВС} \cdot (A^\mu \cdot t_i + \left(\frac{G^p_{C.O.}}{G_{C.O.}} \right)^{0,5} \cdot B^\mu \cdot t_i) \cdot \tau_i \right] \cdot C_Э + (A^N + B^N \cdot G_{C.O.}) \times \\ \times C_Э \cdot \tau_{лет.} + & \sum_{j=1}^{m} \left[\frac{1}{l} \cdot \sum_{z=1}^{l} \left\{ Q_{ГВС} - Q_{ГВС} \cdot (A^\mu \cdot t_z + \left(\frac{G^p_{C.O.}}{G_{C.O.}} \right)^{0,5} \cdot B^\mu \cdot t_z) \right\} \cdot (1 - \beta_j) \cdot \tau_j \right] \cdot C_Q + \\ + & \sum_{f=1}^{k} [q_X \cdot (t_{вf} - t_{норм}) \cdot \tau_f] / \mu^* \cdot C_Э + \sum И_5 - И_0 \Bigg\rangle \cdot (1 + a) + \sum K_1 + K_2 \,. \end{aligned} \tag{3.27}$$

Или для усредненных показателей:

$$\begin{aligned} \Delta З = \Bigg\langle & Q_{ГВС} \cdot \left(A^\mu_{ср} + \left(\frac{G^p_{C.O.}}{G_{C.O.}} \right)^{0,5} \cdot B^\mu_{ср} \right) \cdot C_Э \cdot \tau_{неот} + (A^N + B^N \cdot G_{C.O.}) \cdot C_Э \cdot \tau_{лет} + \\ & + \left[Q_{ГВС} - Q_{ГВС} \cdot \left(A^\mu_{ср} + \left(\frac{G^p_{C.O.}}{G_{C.O.}} \right)^{0,5} \cdot B^\mu_{ср} \right) \right] \cdot (1 - \beta_{ср}) \cdot C_Q \cdot \tau_{лет} + \\ & + q_X \cdot \left(\left[A^X + \frac{G^p_{C.O.} \cdot B^X}{G_{C.O.}} \right] - t_{лет} \right) \cdot \tau_{неот} \cdot \frac{1}{\mu^*} \cdot C_Э + \sum И_5 - И_0 \Bigg\rangle \cdot (1 + a) + \sum K_1 + K_2 \,. \end{aligned} \tag{3.28}$$

Производная функции ΔЗ соответственно:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta З}{\partial G_{C.O.}} = (1 + a) \cdot \Bigg[& B^N \cdot \tau_{лет} \cdot C_Э - \frac{G^p_{C.O.} \cdot B^X \cdot q_X \cdot C_Э \cdot \tau_{лет}}{{G_{C.O.}}^2 \cdot \mu^*} - \\ & - \frac{0.5 \cdot {G^p_{C.O.}}^{0,5} \cdot B^\mu_{ср} \cdot Q_{ГВС} \cdot \tau_{лет} \cdot C_Э}{{G_{C.O.}}^{1.5}} - \frac{0.5 \cdot {G^p_{C.O.}}^{0,5} \cdot B^\mu_{ср} \cdot C_Q \cdot Q_{ГВС} \cdot \tau_{лет} \cdot (\beta_{ср} - 1)}{{G_{C.O.}}^{1.5}} \Bigg] . \end{aligned} \tag{3.29}$$

Тогда оптимум ΔЗ соответствует:

$$B^N \cdot C_Э - \frac{G^p_{C.O.} \cdot B^X \cdot q_X \cdot C_Э}{G_{C.O.}{}^2 \cdot \mu^*} - \frac{0.5 \cdot G^p_{C.O.}{}^{0.5} \cdot B^\mu_{ср} \cdot Q_{ГВС} \cdot C_Э}{G_{C.O.}{}^{1.5}} -$$

$$- \frac{0.5 \cdot G^p_{C.O.}{}^{0.5} \cdot B^\mu_{ср} \cdot C_Q \cdot Q_{ГВС} \cdot (\beta_{ср} - 1)}{G_{C.O.}{}^{1.5}} = 0 . \qquad (3.30)$$

Для различных насосов производятся отдельные расчеты по поиску расхода, для которых в соответствующих рабочих интервалах найдутся минимальные значения функции ΔЗ. После чего путем сравнения полученных вариантов расходов выбирается наилучший.

Примером апробации методики служит оптимизация параметров УСК-ГВС для здания энергетического факультета ЗабГУ по климатическим данным г. Читы (см. рисунок 3.12).

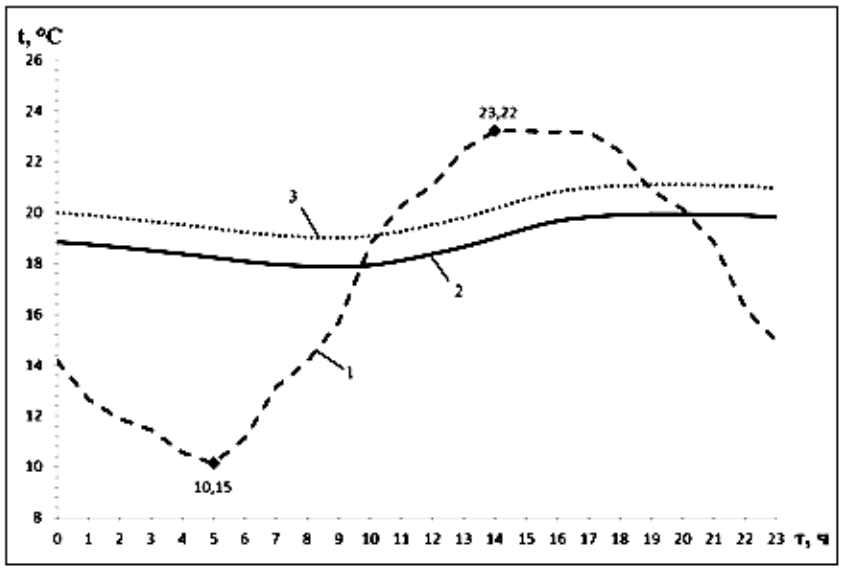


Рисунок 3.12 – Изменение температуры внутреннего воздуха за среднестатистические сутки:
1 – температура наружного воздуха, 2 – температура внутреннего воздуха, 3– температура внутреннего воздуха при отсутствии ТНУ

Полученные среднестатистические сутки позволили смоделировать работу УСК-ГВС для определения рабочего расхода. Основным условием для расчета по средним суткам является условие неопределённого во времени момента пуска ТНУ:

$$\Delta\tau_{пуск} >> \Delta\tau_{ср.сут.}, \qquad (3.31)$$

где $\Delta\tau_{пуск}$ – временной интервал от момента пуска до начала рассматриваемого периода;

$\Delta\tau_{ср.сут.}$ – рассматриваемый временной интервал.

Неравенство (3.31) показывает, что пуск УСК-ГВС был произведен задолго до рассматриваемого временного интервала. Данное условие позволяет исключить начальный период стабилизации температурных колебаний.

В СОт корпуса «Э» используются насосы с частотно-регулируемыми приводами. При поиске рабочего расхода в первом расчете наиболее рациональным вариантом применения методики будет проверка установленных насосов на их соответствие условиям работы в УСК-ГВС без преждевременного подбора модельного ряда насосов на широкий диапазон расходов.

Для условий рассматриваемого объекта (нет необходимости в дополнительном подводе теплоты) формулу (3.30) можно свести к следующему виду:

$$B^N \cdot C_Э - \frac{0.5 \cdot G_{C.O.}^{p\ 0.5} \cdot B_{ср}^{\mu} \cdot Q_{ГВС} \cdot C_Э}{G_{C.O.}^{1.5}} = 0\,. \qquad (3.32)$$

При условии $B^N = 7{,}74$, $B_{ср}^{\mu} = 0{,}00686$ при $G_{C.O.}^{ном} = 20$ т/ч:

$$G_{C.O.}^{opt} = \left(\frac{0.5 \cdot G_{C.O.}^{p\ 0.5} \cdot B_{ср}^{\mu} \cdot Q_{ГВС}}{B^N} \right)^{\frac{10}{15}} = 14{,}1 \text{ т/ч.} \qquad (3.33)$$

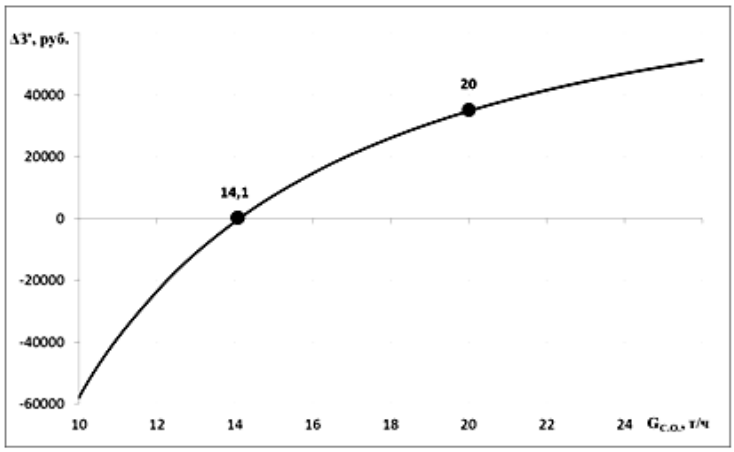


Рисунок 3.13 – Изменение производной ΔЗ с увеличением расхода теплоносителя в СОт корпуса «Э»

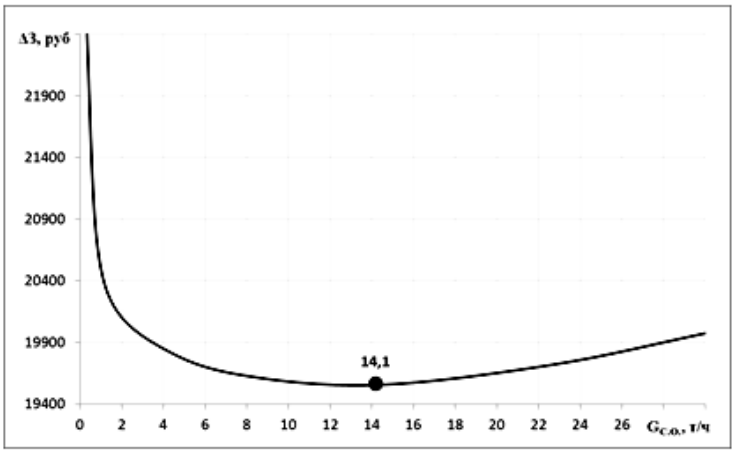


Рисунок 3.14 – Изменение ΔЗ с увеличением расхода теплоносителя в СОт корпуса «Э»

Поскольку полученное значение расхода может поддерживаться установленными насосами и находиться внутри рабочего диапазона расходов, то его значение можно считать наилучшим для корпуса «Э» без рассмотрения альтернативных вариантов насосного оборудования.

По данным модели работа УСК-ГВС с расходом в СОт 14,1 т/ч возможна при среднем СОР 3,68 с учетом мощности циркуляционных насосов. Сформировав выборку характерных потребителей г. Читы, моделирование позволило определить предполагаемый средний по городу СОР УСК-ГВС, который составил 3,2.

Полученные результаты экспериментального обоснования определяют (для условий межотопительного периода) возможность использования отопительных систем в качестве источника теплоты для нужд ГВС и при кондиционировании.

3.4. Практика внедрения схемы замещения централизованного горячего водоснабжения с применением тепловых насосов

Работа УСК-ГВС исключительно в межотопительный период снижает потенциальную эффективность ТНУ для СЦТ, поскольку образуются продолжительные периоды простоя оборудования, что оставляет потенциал модернизации данной системы.

В зимний период времени предлагается на базе устанавливаемых в УСК-ГВС ТНУ развить технологию дежурного отопления для зданий административ-

ного назначения. Дежурное отопление является одним из подходов к энергосбережению с максимальной эффективностью, и его использование ограничивается только для административных объектов с круглосуточным пребыванием людей, что является основным недостатком дежурного отопления. В случае если круглосуточное пребывание людей в здании организовано только в незначительной его части, применение ТНУ позволит не отказываться от перехода здания в данный режим за счет увеличения функционала разработанной универсальной системы с учетом действия соответствующей САР. САР СОт (см. рисунок 3.15), работает согласно алгоритму (см. рисунок 3.16).

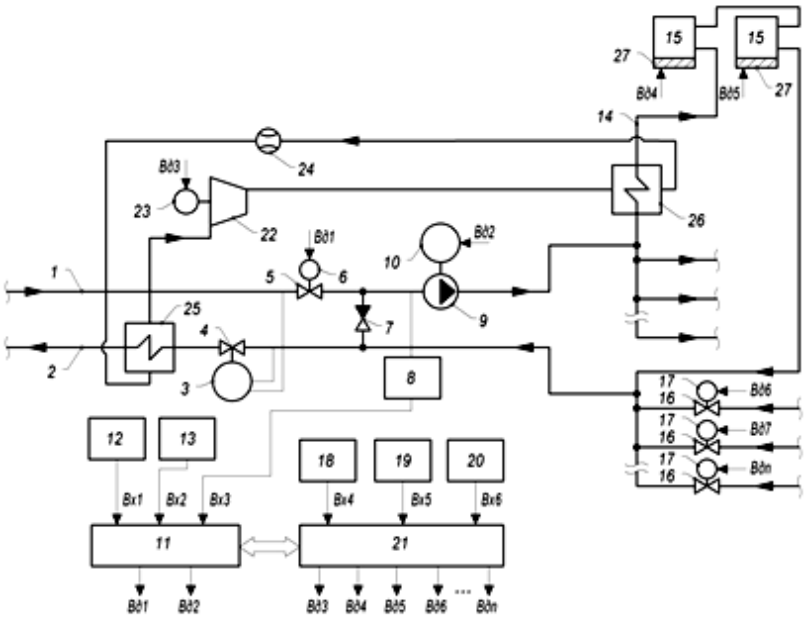


Рисунок 3.15 – Принципиальная схема САР СОт

1 – подающий трубопровод, 2 – обратный трубопровод, 3 – регулятор давления с регулирующим устройством прямого действия, 4 – клапан, 5 – регулирующий клапан, 6 – исполнительный механизм регулирующего клапана, 7 – обратный клапан, 8 – погружной датчик температуры теплоносителя, 9 – циркуляционный насос, 10 – электропривод циркуляционного насоса, 11 – локальный контроллер, 12 – датчик температуры наружного воздуха, 13 – датчик температуры внутреннего воздуха, 14 – ответвление подающего трубопровода к контролируемому помещению, 15 – отопительный прибор, 16 – дополнительный регулирующий клапан, 17 – исполнительный механизм дополнительного регулирующего клапана, 18 – дополнительные датчики температуры внутреннего воздуха, 19 – дополнительные датчики температуры наружного воздуха, 20 – дополнительный датчик температуры внутреннего воздуха контролируемого помещения, 21 – дополнительный контроллер, 22 – компрессор, 23 – электропривод компрессора, 24 – дроссельный клапан, 25 – испаритель, 26 – конденсатор, 27 – группа вентиляторов

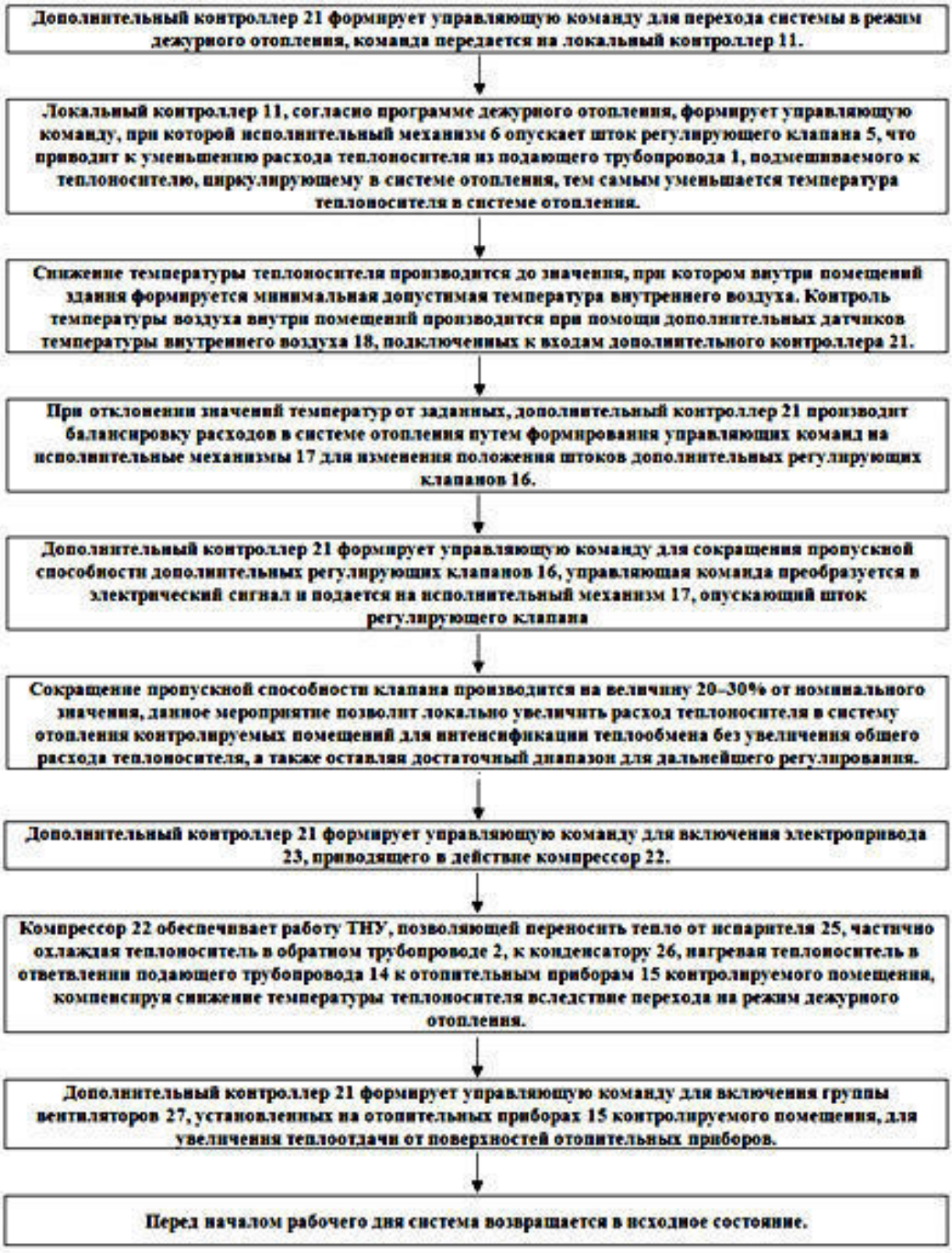


Рисунок 3.16 – Алгоритм функционирования САР СОт

При работе дежурного отопления комфортная температура в заданных помещениях будет поддерживаться за счет перекачки теплоты ТНУ, а также повышения теплоотдачи в соответствующих участках СОт.

Предложенная универсальная система (для расширения возможностей де-

журного отопления) введена в опытно-промышленную эксплуатацию на комплексе зданий энергетического факультета ЗабГУ.

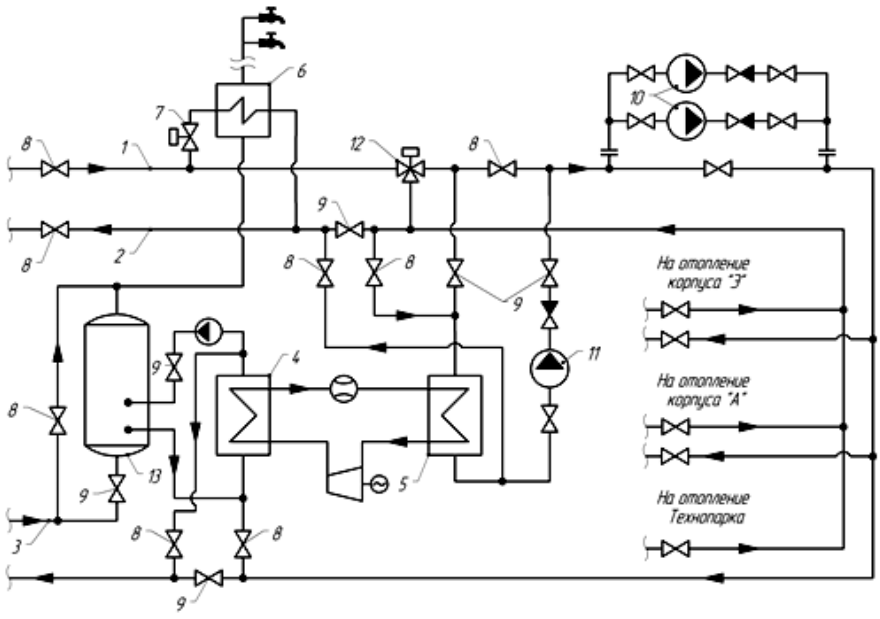


Рисунок 3.17 – Принципиальная схема теплового пункта корпуса «Э»:
1 – подающий трубопровод; 2 – обратный трубопровод; 3 – трубопровод воды идущей на ГВС; 4 – конденсатор ТНУ; 5 – испаритель ТНУ; 6 – теплообменник ГВС; 7-9 – запорная арматура; 10 –основной циркуляционный насос; 11 – дополнительный циркуляционный насос; 12 – трехходовой клапан; 13 – бак-аккумулятор

Для круглогодичной эксплуатации ТНУ внедрена в существующую СОт и ГВС (см. рисунок 3.17). В режиме компенсации нагрузки ГВС организуется замкнутый низкопотенциальный контур циркуляции в СОт путем закрытия арматуры 8, открытия арматура 9. В режиме дежурного отопления испаритель ТНУ отбирает теплоту у теплоносителя из обратного трубопровода и перекачивает в контур помещений круглосуточного нахождения.

Результаты опытно-практической эксплуатации для режима УСК-ГВС представлены в таблице 3.4. Согласно полученным данным разработанная система сокращает издержки на ГВС в 7 раз при сроке окупаемости менее года.

Таблица 3.4

Технико-экономические расчеты внедрения УСК-ГВС

№ п/п	Наименование	Период					
		Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	год
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Потери теплоты в тепловых сетях корпуса «Э» за период работы установки, Гкал	6,63	11,16	11,54	11,07	5,335	45,7
2	Среднесуточный расход тепла на ГВС корпуса «Э», Гкал/час	0,023					
3	Расход тепла на ГВС корпуса «Э», Гкал	8,6784	16,272	16,8144	16,8144	8,6784	67,2
4	Суммарный расход тепла корпуса «Э», Гкал	15,3084	27,432	28,3544	27,8844	14,0134	112,9
5	Расход электроэнергии на тепловой насос и циркуляционный насос, кВт·ч	2523,24	4731,08	4888,79	4888,79	2523,24	19555,1
6	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	4255,08					
7	Тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч	3,46					
8	Годовые издержки на электроэнергию, руб.	8730,43	16369,6	16915,2	16915,2	8730,43	67660,8
9	Экономия затрат на тепловую энергию, руб.	65138,47	116725,35	120650,24	118650,35	59628,14	480398,53
10	Эффект от внедрения мероприятия, руб.	56408,04	100355,75	103735,04	101735,15	50897,71	412737,73
11	Капитальные вложения, руб.	300 000					
12	Срок окупаемости, год	0,73					

Настолько высокая эффективность объясняется высоким тарифом на теплоту для юридических лиц города Читы и тем, что внедренная система решает серьезную проблему летнего режима теплоснабжения, при котором тепловые потери в пределах абонентского ввода корпуса «Э» достигают 40 % от всего летнего теплопотребления. Потери возникают вследствие критически низких скоростей теплоносителя в трубопроводах, пропускная способность которых рассчитана на зимний режим работы. Автономность УСК-ГВС позволяет полностью исключить данные потери.

Поскольку опытная эксплуатация производилась в зоне высоких тарифов на теплоту и электрическую энергию, вывод об скорости окупаемости не может быть экстраполирован на системы УСК-ГВС, планируемые к внедрению в зонах с другой стоимостью энергоресурсов. С целью получения более полных сведений об

окупаемости разработки произведены расчеты для ряда городов РФ (см. таблицу 3.5 и рисунок 3.18).

Таблица 3.5

Сроки окупаемости мероприятия для городов РФ

Город	Тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	Срок окупаемости, год
Воронеж	2,47	1102,24	3,94
Новосибирск	2,49	1231,75	3,32
Тольятти	2,69	1346,38	3,02
Москва	4,04	1747,47	2,54
Иркутск	1,01	1230,88	2,52
Челябинск	2,12	1453,61	2,45
Самара	2,69	1552,88	2,44
Санкт-Петербург	3,24	1678,72	2,38
Хабаровск	2,99	1639,74	2,37
Казань	2,49	1564,34	2,35
Ульяновск	2,49	1586,51	2,30
Ижевск	2,50	1636,82	2,21
Красноярск	1,66	1513,75	2,17
Тюмень	1,88	1610,68	2,07
Волгоград	2,81	1777,60	2,06
Ростов-на-Дону	2,60	1760,04	2,03
Уфа	2,01	1676,54	2,00
Омск	2,58	1800,97	1,96
Пермь	2,68	1820,80	1,96
Саратов	2,32	1789,19	1,92
Владивосток	2,83	2050,84	1,70
Нижний Новгород	2,48	2030,87	1,66
Екатеринбург	2,60	2284,21	1,45
Краснодар	3,11	2707,84	1,22
Барнаул	3,05	3341,22	0,94
Чита	3,46	4255,08	0,73

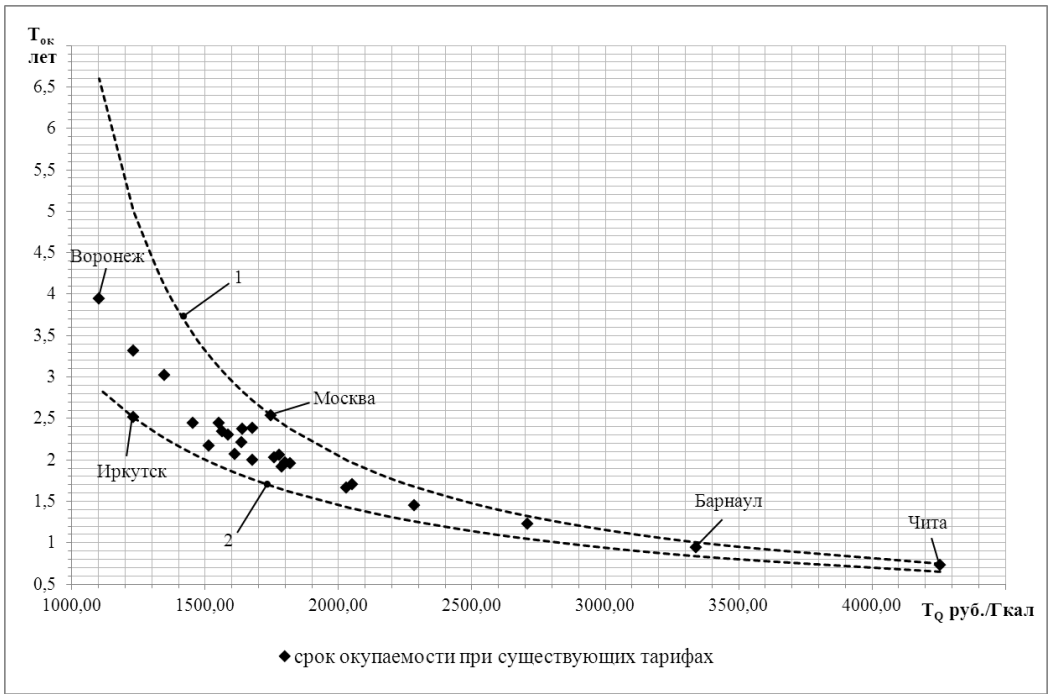


Рисунок 3.18 – Анализ сроков окупаемости УСК-ГВС для различных городов России:
1 – линия, отображающая зависимость срока окупаемости от тарифа на тепловую энергию при максимальном тарифе на электроэнергию; 2 – линия, отображающая зависимость срока окупаемости от тарифа на тепловую энергию при минимальном тарифе на электроэнергию

Из рисунка 3.18 видно, что повышенный тариф на тепловую энергию нивелирует влияние стоимости электроэнергии на окупаемость и делает разработку наиболее привлекательной с экономической точки зрения. При низких тарифах на теплоту наблюдается обратная ситуация со значительным снижением экономической привлекательности в условиях высоких тарифов на электроэнергию. Большая часть городов из выборки находится в зоне равновесного влияния тарифов на срок окупаемости, благодаря чему изменение тарифов на энергоресурсы в этих регионах не окажет заметного влияния на срок окупаемости разработки.

Эффект от работы схемы в режиме дежурного отопления и влияние схемы, оказываемое на ТЭС, оценивается аналитически на основании данных о системе, представленных в таблице 3.6.

Основные результаты проведенных исследований и расчетов сведены в таблицу 3.7.

Оценка технико-экономических показателей говорит о высокой инвестиционной привлекательности предложенных способов.

Таблица 3.6

Необходимые данные для расчета

Показатель	Значение
1	2
Среднеотопительная нагрузка отопления Q^{ro}_{omp}, Гкал/ч	0,573
Продолжительность отопительного периода n_o, ч	5712
Продолжительность работы дежурного отопления $n_д$, ч	2380
Температура внутреннего воздуха в часы дежурного отопления, $t^д_в$, °С;	15
Средняя температура наружного воздуха, $t^{ro\,от}_н$, °С	-12,4
Расчетная температура внутреннего воздуха, $t^р_в$, °С	18
Расчетная температура наружного воздуха, $t^р_н$, °С	-38
Среднеотопительный температурный график тепловой сети, $t_п / t_о$, °С	84/52
Величина снижения температуры в ТНУ, $\Delta t_т$, °С	5
Средняя мощность привода компрессора ТНУ, N, кВт	6
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, $b_т$, кг.у.т/Гкал	169,7
Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии, $b_э$, г.у.т/кВт·ч.	409,8
Цена за тонну условного топлива, $Ц_{у.т}$, руб./т.у.т.	1895,03
Капитальные вложения для расширения системы с базового способа до возможности использования дежурного отопления, $K_д$, руб.	27000
Капитальные вложения для расширения системы до возможности использования дежурного отопления без базового способа, $K_{дб}$, руб.	280000
Суммарные капитальные вложения в систему при одновременном внедрении базового способа и дежурного отопления, $\sum K$, руб.	327000

Таблица 3.7

Технико-экономические показатели предложенных способов

№ п/п	Наименование	Летний режим	Зимний режим	Одновременное внедрение
Для потребителя				
1	Экономия тепловой энергии, Гкал	112,9	293,8	406,7
2	Затраты электрической энергии, кВт.	19555,1	14280	16235,1
3	Экономия в денежном эквиваленте, руб./год	412737	1201159	1613896
4	Капитальные затраты, руб.	300000	27000	327000
5	Срок окупаемости, год.	0,73	0,02	0,2
Для источника				
6	Экономия условного топлива, т.у.т./год	11,1	34,9	46
7	Экономия в денежном эквиваленте, руб./год	21120	66059	87180

3.5. Выводы по главе 3

1. Разработан способ перевода СОт зданий на режим низкопотенциального источника энергии для ТНУ, которая способна поддерживать нагрузку ГВС для потребителей за счет сбора возобновляемого избыточного тепла помещений здания. Способ реализуется в межотопительный период и позволяет снизить затраты на ГВС при минимальных затратах на внедрение. Побочным продуктом реализации способа является холод, позволяющий разгружать системы кондиционирования.

2. На основе способа ГВС разработана модернизированная система теплоснабжения УСК-ГВС, предназначенная для реализации способа ГВС на теплоузлах любой конфигурации.

3. Положения о работоспособности и эффективности УСК-ГВС подтверждены методом математического моделирования. Разработана нестационарная математическая модель (учитывающая изменение СОР ТНУ), описывающая ее влияние на температуру воздуха у потребителя.

4. Опытно-промышленное внедрение разработанной системы, с учетом методики определения рабочих параметров циркуляционных насосов УСК-ГВС, произведено на тепловом пункте корпуса «Э» ЗабГУ. Согласно полученным данным, разработанная система сокращает издержки на ГВС в 7 раз при сроке окупаемости менее года.

Глава 4. МАЛОЗАТРАТНЫЕ МЕТОДЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ТЭС

Наиболее рациональным использованием ВЭР на ТЭС признана (в том числе странами Евросоюза и Китая) комбинированная выработка тепловой и электрической энергии. Сохранение и повышение конкурентоспособности ТЭС, осуществляющих отпуск тепловой энергии, заявлено как один из приоритетов актуальной энергетической стратегии РФ. Мероприятия, основанные на использовании вторичных энергетических ресурсов на ТЭС, а также рационализации режимов, позволяют повысить их конкурентоспособность и могут быть отнесены к наиболее эффективным малозатратным энергосберегающим технологиям. В главе 4 рассмотрены такие способы, подтвержденные патентами [391, 408], а также свидетельствами на программы для ЭВМ [392, 393].

4.1. Совершенствование тепловых схем ТЭС

4.1.1. Способ управления сетевой подогревательной установкой

Рассмотрим сетевую подогревательную установку (далее – СПУ) конденсационной ТЭС (далее – КЭС) на примере энергоблока с турбиной К-215-13 (далее К-215) ХарГРЭС (см. рисунок 4.1). СПУ ТА К 215 состоит из 4 нерегулируемых отбора, 2 ОСП, 1 ПСП. ПСП был задействован в работе только при нештатных ситуациях.

Сущность метода (см. рисунок 4.2) заключается в том, что в базовом режиме теплофикации, когда не требуется максимальная тепловая нагрузка и работают только ОСП-1 и ОСП-2, сетевую воду разделяют на два параллельных потока перед ними. Разделение потоков осуществляется при помощи запорной арматуры. В базовом режиме задвижка 9 находится в закрытом положении, задвижки 8 и 10 – в открытом положении. Перед подачей сетевой воды потребителю потоки смешиваются. Конечное регулирование температуры сетевой воды, идущей потребителю, осуществляется за счет дополнительного смешения нагретой сетевой воды и холодной сетевой воды (вернувшейся от потребителя) при помощи обводной ли-

нии 11. Разделение потоков в базовом режиме приведет к снижению расхода сетевой воды через каждый сетевой подогреватель, в связи с этим уменьшится недогрев в подогревателях, что приведет к снижению давления в отборах турбины и повышению экономичности станции. Снижение давления происходит за счёт снижения расхода пара на турбину в связи с тем, что при такой схеме снижается потребление пара теплофикационной установкой, а для поддержания мощности увеличивается конденсационная составляющая. В соответствии с тепловой схемой поток с ОСП-1 направляется в конденсатор, что является менее эффективным, т. к. температурные недогревы в ПНД–1 достигают не расчётных 20–25 градусов, что приводит в конечном счете к перерасходу топлива. Наиболее эффективно максимально использовать ОСП–2. Следует отметить, что данное влияние характерно для ТА, осуществляющих отпуск тепловой энергии из нерегулируемых отборов. Кроме того, разделение потоков для таких ТА позволит уменьшить гидравлическое сопротивление сетевых подогревателей и снизить электрическую мощность, затрачиваемую на привод сетевых насосов, что повышает экономичность станции.

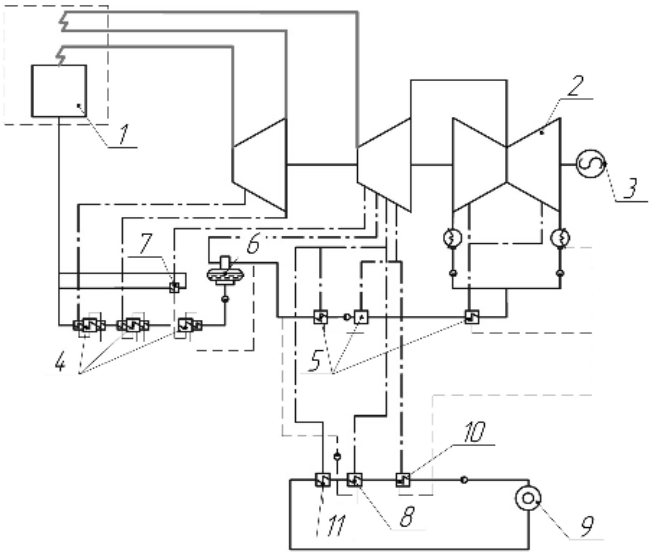


Рисунок 4.1 – Схема включения СПУ КЭС (последовательная):
1 – КА; 2 – ТА; 3 – генератор; 4 – ПВД; 5 – ПНД; 6 – деаэратор; 7 – пароохладитель; 8 – ОСП-2; 9 – тепловой потребитель; 10 – ОСП-1; 11 – ПСП

В пиковом режиме, когда требуется максимальная тепловая нагрузка и работают как ОСП-1 и ОСП-2, так и ПСП, сетевую воду последовательно нагревают в ОСП-1, ОСП-2 и ПСП. Нагретая сетевая вода после подогревателей подается

потребителю. Последовательное соединение подогревателей по нагреваемой среде осуществляется при помощи запорной арматуры. В пиковом режиме задвижка 9 находится в открытом положении, задвижки 8 и 10 – в закрытом положении. Последовательное соединение подогревателей повышает температуру сетевой воды перед ПСП 7, это позволяет уменьшить расход пара из отбора с высоким давлением, из которого питается ПСП 7. Уменьшение расхода пара из отбора с высоким давлением, в свою очередь, значительно снижает недовыработку мощности ТА 1, увеличивая экономичность станции.

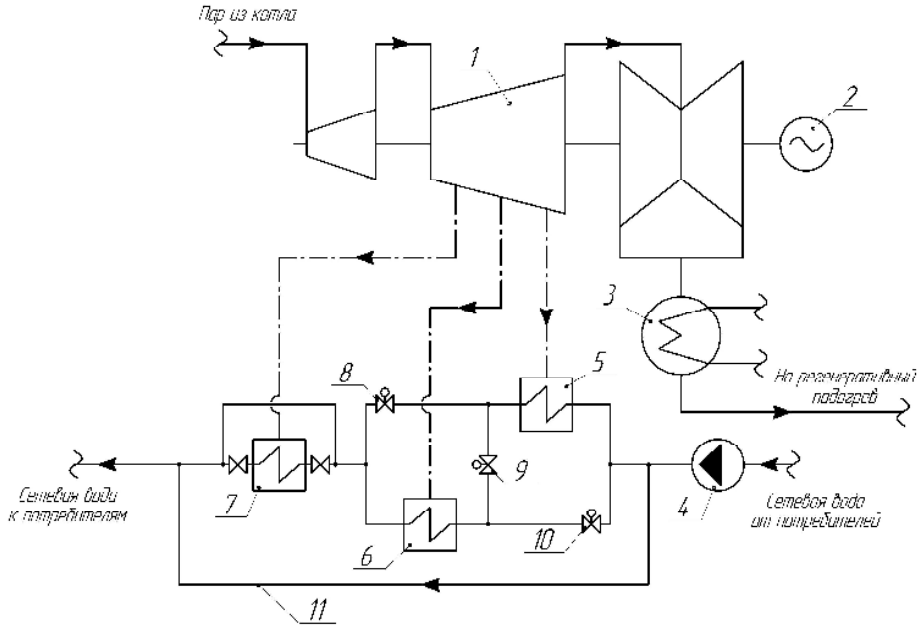


Рисунок 4.2 – Схема включения СПУ КЭС (совмещенная):
1 – ТА; 2 – генератор; 3 – конденсатор; 4 – сетевой насос; 5 – ОСП-1; 6 – ОСП-2; 7 – ПСП; 8–10 – арматура

Таким образом, совмещение параллельного и последовательного подключения подогревателей по нагреваемой среде позволяет повысить экономичность ТЭС в течение всего отопительного периода. Для подтверждения эффективности работы схемы в пиковом и базовом режиме произведем расчет ТЭП. Переходный режим: электрическая мощность $190\ МВт$; расход сетевой воды $120\ кг/с$; график теплосети $75/58\ ^0C$. Зимний период: электрическая мощность $190\ МВт$; расход сетевой воды $200\ кг/с$; график теплосети $100/70\ ^0C$. Результаты приведены в таблицах 4.1–4.4.

Таблица 4.1

ТЭП схемы включения СПУ КЭС (пиковый режим/переходный период)

Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, °С	Расход, т/ч
Отбор1	3,64	3120,87	4,23	34,17
Отбор2	2,36	3120,87	9,98	39,14
Отбор3	1,05	3366,36	6,94	21,32
Отбор4	0,55	3185,78	0,00	30,04
Отбор5	0,24	2986,34	1,80	18,50
Отбор6	0,10	2809,72	0,40	32,14
Отбор7	0,02	2539,35	4,51	14,19
ОБ1	0,10	2809,72	7,02	13,11
ОБ2	0,24	2986,34	4,84	0,00
ПБ1	0,55	3185,78	5,00	0,00
Параметры острого пара	13,80	3457,09		563,10
Параметры вторичного перегрева	1,98	3567,95		489,79
Параметры отработанного пара	0,002710037	2363,64		360,49

$b_{э/э} = 354.8\ г/кВт \cdot ч$.

Таблица 4.2

ТЭП схемы включения СПУ КЭС (базовый режим/переходный период)

Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, °С	Расход, т/ч
Отбор1	3,64	3121,05	3,89	33,71
Отбор2	2,36	3121,05	9,73	38,70
Отбор3	1,05	3366,42	6,84	21,12
Отбор4	0,55	3185,76	0,00	29,91
Отбор5	0,24	2983,28	1,79	18,14
Отбор6	0,10	2810,34	0,40	31,90
Отбор7	0,02	2539,60	4,90	14,83
ОБ1	0,10	2810,34	3,29	4,91
ОБ2	0,24	2983,28	4,59	7,99
ПБ1	0,55	3185,76	5,00	0,00
Параметры острого пара	13,80	3457,09		562,97
Параметры вторичного перегрева	1,98	3567,93		490,55
Параметры отработанного пара	0,002713954	2363,68		361,74

$b_{э/э} = 354{,}589\ г/кВт \cdot ч$.

Экономия при параллельном включении: $\Delta b_{э/э} = 0{,}217\ г/кВт \cdot ч$.

Таблица 4.3

ТЭП схемы включения СПУ КЭС (пиковый режим/зимний период)

Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, °С	Расход, т/ч
Отбор1	3,69	3111,16	4,21	33,59
Отбор2	2,40	3111,16	9,89	38,97
Отбор3	1,07	3356,13	6,88	21,20
Отбор4	0,56	3176,90	0,00	30,60
Отбор5	0,23	2970,90	1,78	19,43
Отбор6	0,09	2793,36	0,40	31,16
Отбор7	0,02	2527,05	3,91	13,03
ОБ1	0,09	2793,36	5,71	20,38
ОБ2	0,23	2970,90	6,04	17,91
ПБ1	0,56	3176,90	5,00	0,00
Параметры острого пара	13,80	3443,87		573,64
Параметры вторичного перегрева	2,02	3556,48		501,08
Параметры отработанного пара	0,002669	2354,37		347,37

$b_{э/э} = 354{,}992\ г/кВт \cdot ч$.

Таблица 4.4

ТЭП схемы включения СПУ КЭС (базовый режим/зимний период)

Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, °С	Расход, т/ч
Отбор1	3,69	3111,28	4,06	33,35
Отбор2	2,41	3111,28	9,78	38,77
Отбор3	1,07	3356,11	6,83	21,10
Отбор4	0,56	3176,93	0,00	30,58
Отбор5	0,23	2969,18	1,78	19,19
Отбор6	0,10	2795,46	0,40	31,28
Отбор7	0,02	2528,38	4,38	13,87
ОБ1	0,10	2795,46	2,77	11,81
ОБ2	0,23	2969,18	4,70	22,85
ПБ1	0,56	3176,93	14,84	3,15
Параметры острого пара	13,80	3443,87		574,67
Параметры вторичного перегрева	2,02	3556,43		502,55
Параметры отработанного пара	0,002683	2354,86		351,87

$b_{э/э} = 346{,}553\ г/кВт \cdot ч$.

Расчет эффективности последовательной и параллельной схемы показал эффективность перехода с базового режима на пиковый при температуре наружного воздуха $-15\ ^0C$. Для определения экономического эффекта сравним разрабо-

танную схему с последовательной (см. таблицу 4.5). Экономический эффект составил более 0,8 *млн руб./год*.

Использование способа совмещения параллельной и последовательной схем подключения СП у ТА с регулируемыми отборами пара [391] может в значительной мере увеличить располагаемую мощность СЦТ. Особенно это актуально для ТА с перегруженными по расходу сетевой воды СП. Для СЦТ с такими ТА увеличение располагаемой тепловой мощности может достигать 40 %. Следует отметить, что данная схема эффективна только для конденсационных ТА.

Таблица 4.5

ТЭП способа управления теплофикационной установкой

Наименование	**Март**	**Апрель**	**Май**	**Июнь**	**Июль**	**Август**	**Сентябрь**	**Октябрь**
Температура прямой сетевой воды, °С	84,35	71,29	69,20	64,58	69,36	68,64	68,80	69,30
Температура обратной сетевой воды, °С	64,91	52,78	52,40	58,76	59,32	58,48	57,56	58,76
Расход сетевой воды, кг/с	269,70	162,61	84,05	102,93	98,92	99,70	167,54	242,10
Электрическая нагрузка, МВт	201	193	201	188	189	193	196	186
Удельный расход условного топлива на отпуск э/э до внедрения, г/кВт·ч	332,76	338,04	341,35	343,72	342,76	342,55	340,49	339,24
Удельный расход условного топлива на отпуск э/э после внедрения, г/кВт·ч	332,48	337,74	341,22	343,65	342,66	342,44	340,3	338,97
Разница удельных расходов условного топлива на отпуск э/э до и после внедрения, г/кВт·ч	0,28	0,3	0,13	0,07	0,1	0,11	0,19	0,27
Экономия топлива за месяц, т у.т.	41,87	43,08	19,44	9,79	14,06	15,80	27,71	37,36

4.1.2. Увеличение располагаемой тепловой мощности СЦТ за счет перераспределения потоков теплоты между ТА

Эксплуатационные режимы ТЭЦ определяются величиной отпуска как тепловой, так и электрической энергии. Максимизация прибыли генерирующей компании требует формирования таких режимов эксплуатации (при соответствующей ценовой конъектуре на ОРЭМ), чтобы объем отпускаемой тепловой и электрической энергии был максимальным. В таких условиях располагаемая тепловая мощность ТЭЦ может быть увеличена за счет перераспределения потоков теплоты между ТА, работающими на разные тепловые сети и покрывающими нагрузку разных групп тепловых потребителей [408] (см. рисунок 4.3).

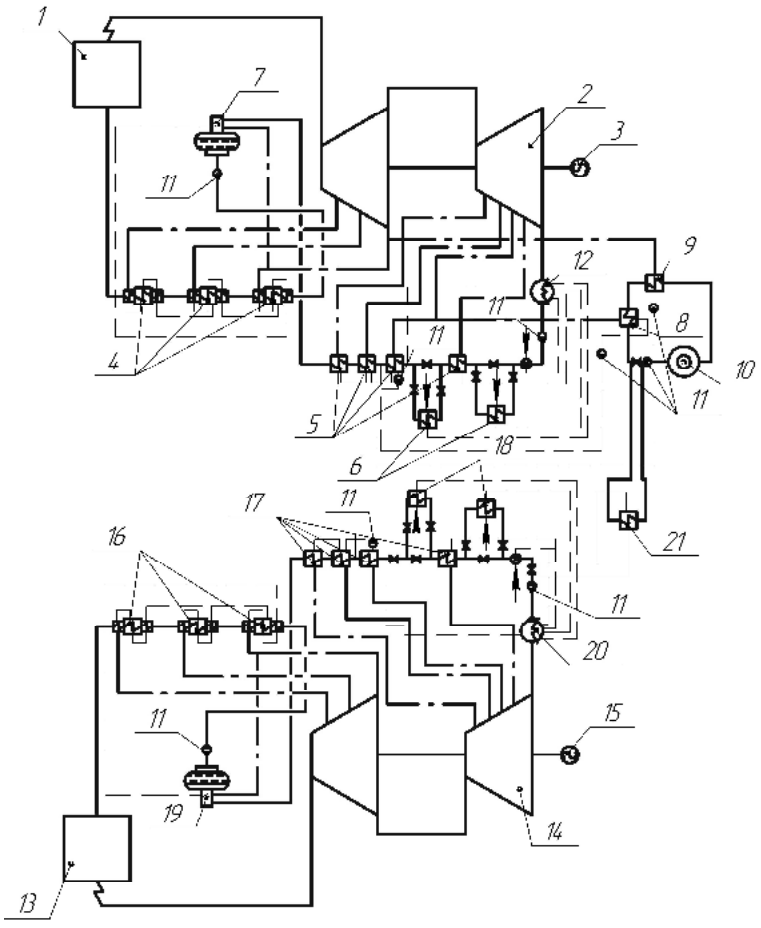


Рисунок 4.3 – Схема перераспределения потоков теплоты между ТА [408]:
1 – КА (I); 2 – ТА ПТ-60 (I); 3 – генератор ТА I; 4 – ПВД ТА I; 5 – ПНД ТА I; 6 – пароохладители уплотнений (далее – ОУ) ТА I; 7 – деаэратор ТА I; 8 – СП; 9 – ПСП; 10 – СЦТ; 11 – насос; 12 – конденсатор ТА I; 13 – КА (II); 14 – ТА Т-87 (II); 15 – генератор ТА II; 16 – ПВД ТА II; 17 – ПНД ТА II; 18 – ОУ ТА II; 19 – деаэратор ТА II; 20 – конденсатор ТА II; 21 – водоподогреватель

Схема функционирует за счет дополнительных трубопроводов, врезанных до первого ПНД ТА-II. Данные трубопроводы соединяют конденсатопровод ТА-II с трактом сетевой воды ТА-I через водоподогреватель. Энергетическая эффективность рассматриваемой схемы определяется значительно более высоким внутренним относительным КПД ТА-II по сравнению с ТА-I. Рассматриваемая схема экономически оправдана при перераспределении потоков теплоты между ТА типа Т и ПТ при разности в их внутренних относительных КПД цилиндров низкого давления более 18 %.

Рассмотрим эффективность схемы на примере 2-х ТА ЧитТЭЦ-1, работающих на разные тепловые сети: ПТ-60 (теплосеть ТЭЦ-1 – КСК) и Т-87 (теплосеть ТЭЦ-1 – Город). В таблицы 4.6, 4.7. сведены сравнения ТЭП ТА до и после внедрения рассмотренной схемы при различных соотношениях внутренних относительных КПД части низкого давления (в частности, после отбора на теплофикацию).

Таблица 4.6

ТЭП схемы, рисунок 4.3 (КПД 80/80)

Наименование	Турбина ПТ 60-90		Турбина Т 87-90	
	До изменений	После изменений	До изменений	После изменений
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	89		89	
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	55	52,1	55	
КПД проточной части до Т отбора, %	80		80	
КПД проточной части после Т отбора, %	80	80	80	
Коэффициент загрязнения поверхности сетевого подогревателя	0		0	
Давление в отопительном отборе, МПа	0,134	0,141	0,144	0,144
Расход сетевой воды, кг/с	450		500	
Нагрузка промышленного отбора, кг/с	10		-	
Давление отработавшего пара, Па	2452		2139	2196
Мощность, МВт	50		85	
Расход пара, кг/с	71,88	73,14	100,4	99,48
Расход пара в конденсатор, кг/с	16,77	15,42	39,08	41,02
Расход теплоты, МВт	183,15	186,13	250,28	248,22
Экономия теплоты, МВт	-0,92			

Таблица 4.7

ТЭП схемы, рисунок 4.3 (КПД 60/80)

Наименование	Турбина ПТ 60-90		Турбина Т 87-90	
	До изменений	После изменений	До изменений	После изменений
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	89		89	
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	55	52,1	55	
КПД проточной части до Т отбора, %	80		80	
КПД проточной части после Т отбора, %	60	60	80	
Коэффициент загрязнения поверхности сетевого подогревателя	0		0	
Давление в отопительном отборе, МПа	0,134	0,141	0,144	0,144
Расход сетевой воды, кг/с	450		500	
Нагрузка промышленного отбора, кг/с	10		-	
Давление отработавшего пара, Па	2478	2490	2139	2196
Мощность, МВт	50		85	
Расход пара, кг/с	75,46	76,29	100,4	99,48
Расход пара в конденсатор, кг/с	18,91	17,38	39,08	41,02
Расход теплоты, МВт	191,59	193,53	250,28	248,22
Экономия теплоты, МВт	0,12			

Расчет экономического эффекта от внедрения схемы в отопительный и неотопительный период представлен в таблицах 4.8 и 4.9.

Суммарный экономический эффект составил: 1,9 *млн руб./год* при расчетном сроке окупаемости менее года и увеличении располагаемой тепловой мощности до 2 %.

Таблица 4.8

ТЭП схемы, рисунок 4.3 (для условий отопительного периода)

Наименование	Турбина ПТ 60-90		Турбина Т 87-90	
	До изменений	После изменений	До изменений	После изменений
Число часов работы, ч	3606		3624	
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	89		91	
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	56	54,23	57	
Эффективность сетевого подогревателя	0,77		0,63	
Давление в отопительном отборе, МПа	0,162	0,168	0,126	
Расход сетевой воды, кг/с	428		511	
Нагрузка промышленного отбора, кг/с	32,5		-	
Давление отработавшего пара, Па	2290	2269	1900	1929
КПД проточной части до Т отбора, %	80		80	
КПД проточной части после Т отбора, %	30		80	
Мощность, МВт	46,5		73,1	
Расход пара, кг/с	87,31	87,63	86,31	85,82
Расход отработавшего пара, кг/с	8,12	6,83	30,08	31,23
Расход теплоты, МВт	219,32	219,89	218,73	217,63
Экономия теплоты, МВт	0,53			
Экономия топлива, тут	261			
Экономия денежных средств, руб.	550700			

Таблица 4.9

ТЭП схемы, рисунок 4.3 (для условий неотопительного периода)

Наименование	Турбина ПТ 60-90		Турбина Т 87-90	
	До изменений	После изменений	До изменений	После изменений
Число часов работы, ч	3492		4136	
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	68		74	
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	51	48,8	55	
Эффективность сетевого подогревателя	0,79		0,74	
Давление в отопительном отборе, МПа	0,09	0,09	0,09	
Расход сетевой воды, кг/с	347		826	
Нагрузка промышленного отбора, кг/с	24,2		-	
Давление отработавшего пара, Па	3084	3018	2250	2303
КПД проточной части до Т отбора, %	80		80	
КПД проточной части после Т отбора, %	30		80	
Мощность, МВт	50		73,1	
Расход пара, кг/с	79,7	79,83	76,38	75,67
Расход отработавшего пара, кг/с	30,9	29,91	42,76	44,42
Расход теплоты, МВт	201,77	202,07	196,54	194,93
Экономия теплоты, МВт	1,31			
Экономия топлива, тут	644			
Экономия денежных средств, руб.	1352400			

4.1.3. Способ повышения эффективности нагрева сырой воды за счет использования ВЭР в тепловой схеме ТЭС

Для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС, а также для восполнения потерь сетевой воды в теплосети используется вода с поверхностных источников либо с артезианских скважин. Для обеспечения требуемого качества эта вода проходит цикл подготовки: подогрев до требуемой температуры и глубокое обессоливание [160, 415]. При этом нагрев ее до цикла химводоочистки (далее – ХВО) является необходимым условием эффективности очистки. Рационализации затрат на предварительный нагрев исходной воды на ТЭС в настоящее время не уделяется достаточно внимания. Исходная вода на ТЭС нагревается в подогревателях, греющим агентом в которых является пар из коллекторов собственных нужд. Нагрев для нужд ХВО осуществляется до $45\ ^0C$, то есть имеет место нерациональное использование высокопотенциального теплоносителя при наличии на

станции источников теплоты низких параметров. Одним из таких источников является сетевая вода, возвращающаяся из СЦТ.

На рисунке 4.4 представлена принципиальная схема ТА К-215 ХарГРЭС. Нагрев исходной воды производится в подогревателе 11, запитанном от отбора ТА $№ 2$ при снижении параметров в редукционно-охладительной установке (далее – РОУ) $0{,}7\ МПа$.

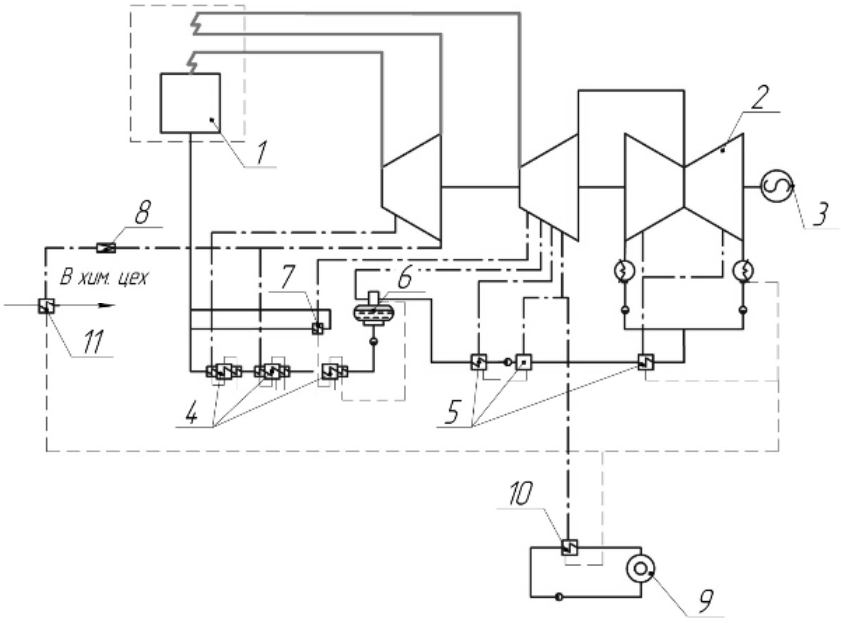


Рисунок 4.4 – Стандартная схема нагрева исходной воды (ТА К-215):
1 – КА; 2 – ТУ; 3 – генератор ТУ; 4 – ПВД; 5 – ПНД; 6 – деаэратор; 7 – охладитель пара; 8 – РОУ; 9 – СЦТ; 10 – СП; 11 – водоподогреватель

Для рационализации схемы нагрева воды перед ХВО определим теплоэнергетическую эффективность регенеративных отборов пара ТА $К-215-130$. Имеющийся критерий теплоэнергетической эффективности – коэффициент недовыработки мощности – характеризует долю недоработанного теплоперепада пара, идущего в отбор [160, 416], и не дает возможности сравнивать эффективность отборов ТА при изменении потокораспределения. Эту функцию может нести коэффициент энергетической ценности пара отбора ТА (далее – КЦТО) характеризующий удельное повышение расхода тепловой энергии на ТА, приведенное к величине отбираемой тепловой энергии из отбора в соотношении с полным конденсационным потоком:

$$\xi_t = \frac{\Delta D_0}{\Delta D_i},$$

где D_0 – расход на ТА;

D_i – расход в отбор.

Результаты сравнения теплоэнергетической эффективности регенеративных отборов ($№ 2, № 5, № 6$) пара ТА $K-215$ приведены в таблице 4.10.

Как видно из таблицы 4.10, КЦТО отбора $№ 2$ значительно выше, чем отборов $№ 5$ и $№ 6$. Следовательно, рациональной является схема (см. рисунок 4.5), где нагрев воды на нужды ХВО ТА $K-215$ осуществляется в водяном подогревателе 10, в котором греющим агентом является сетевая вода, возвращающаяся из СЦТ. В таблицах 4.12 и 4.13 приведены ТЭП схемы нагрева исходной воды ТА $K-215$ до и после модернизации.

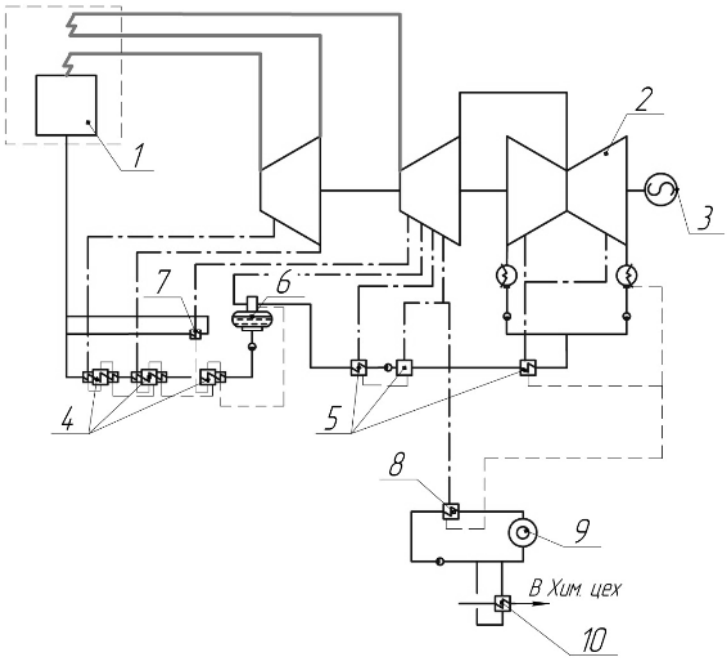


Рисунок 4.5 – Модернизированная схема нагрева исходной воды (ТА К-215): 1 – КА; 2 – ТУ; 3 – генератор ТУ; 4 – ПВД; 5 – ПНД; 6 – деаэратор; 7 – охладитель пара; 8 – СП; 9 – СЦТ; 10 – водоподогреватель

Таблица 4.10

Характеристики КЦТО отбора 2 и отборов 5-6(ТА К-215)

Электрическая нагрузка, МВт	КЦОТ 2-го отбора	КЦОТ 5-го отбора	КЦОТ 6-го отбора	Коэффициент ценности 2-го отбора	Коэффициент ценности 5-го отбора	Коэффициент ценности 6-го отбора	Коэффициент ценности тепла пара 2-го отбора	Коэффициент ценности тепла пара 5-го отбора	Коэффициент ценности тепла пара 6-го отбора
160	1,164	0,267	0,287	0,778	0,399	0,286	0,874	0,400	0,294
170	1,151	0,268	0,285	0,800	0,4	0,288	0,878	0,402	0,296
180	1,142	0,272	0,284	0,781	0,402	0,29	0,881	0,404	0,298
190	1,132	0,269	0,283	0,781	0,404	0,292	0,89	0,407	0,300
200	1,112	0,275	0,284	0,782	0,405	0,303	0,89	0,407	0,303
215	1,091	0,284	0,289	0,782	0,406	0,297	0,896	0,408	0,307

Таблица 4.11

Характеристики КЦТО отбора 4 (ТА К-215)

Электрическая нагрузка, МВт	КЦОТ 4-го отбора	Коэффициент ценности 4-го отбора	Коэффициент ценности тепла пара 4-го отбора
160	1,045	0,530	0,514
170	1,126	0,532	0,515
180	1,017	0,534	0,517
190	1,002	0,535	0,521
200	0,983	0,536	0,523
215	0,979	0,537	0,526

Таблица 4.12

ТЭП схемы нагрева исходной воды (ТА К-215) (до модернизации)

№	Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, 0С	Расход, т/ч
1.	Отбор1	3,93	3121,04	8,13	36,91
2.	Отбор2	2,61	3121,04	13,22	43,33
3.	Отбор3	1,15	3362,58	8,04	23,34
4.	Отбор4	0,61	3184,77	0,00	34,71
5.	Отбор5	0,27	2986,03	1,83	21,11
6.	Отбор6	0,11	2812,34	0,40	37,95
7.	Отбор7	0,02	2540,64	5,54	16,81
8.	ОБ1	0,11	2812,34	3,34	12,59
9.	ОБ2	0,27	2986,03	3,38	0,00
10.	ПБ1	0,61	3184,77	5,00	0,00
11.	Параметры острого пара	13,80	3457,09	-	634,72
12.	Параметры вторичного перегрева	2,19	3565,95	-	554,48
13.	Параметры отработанного пара	0,00286	2357,94	-	407,97
14.	Добавочный подогреватель	0,7	3121,04	-	0,70

Годовые ТЭП схемы, рисунок 4.5 (см. таблицу 4.14):

– снижение удельного расхода топлива – 0,3 $г/кВт \cdot ч$;

– снижение расхода топлива 419 $т\ у.т./год$;

– экономический эффект 0,89 $млн\ руб./год$ при сроке окупаемости 1,5 $года$.

Таблица 4.13

ТЭП схемы нагрева исходной воды (ТА К-215) (после модернизации)

№	Наименование	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Недогрев, 0С	Расход, т/ч
1.	Отбор1	3,93	3121,07	8,07	36,86
2.	Отбор2	2,61	3121,07	13,17	43,27
3.	Отбор3	1,15	3362,62	8,02	23,31
4.	Отбор4	0,61	3184,81	0,00	34,65
5.	Отбор5	0,27	2986,06	1,83	21,10
6.	Отбор6	0,11	2812,10	0,40	37,84
7.	Отбор7	0,02	2540,47	5,51	16,75
8.	ОБ1	0,11	2812,10	3,50	13,30
9.	ОБ2	0,27	2986,06	3,41	0,00
10.	ПБ1	0,61	3184,81	5,00	0,00
11.	Параметры острого пара	13,80	3457,09	-	634,19
12.	Параметры вторичного перегрева	2,19	3565,96	-	554,06
13.	Параметры отработанного пара	0,00286	2357,89	-	407,11
14.	Добавочный подогреватель	0,7	3121,07	-	0,00

Таблица 4.14

Годовые ТЭП схемы рисунок 4.5

параметры	Месяцы											
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Температура подпиточной воды, ^{0}C	8,5	8,80	9,20	8,60	19,20	25,90	29,20	25,60	15,30	10,70	9,60	9,30
Расход подпиточной воды, кг/с	3,2	2,98	2,63	2,34	1,63	0,00	0,23	0,82	3,39	2,36	3,54	3,07
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	99,1	89,3	84,35	71,29	69,20	64,58	69,36	68,64	68,80	69,30	75,03	96,77
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	75,9	70,77	64,91	52,78	52,40	58,76	59,32	58,48	57,56	58,76	62,30	76,51
Расход сетевой воды, кг/с	302	304,6	269,7	162,6	84,05	102,9	98,92	99,70	167,5	242,1	313,2	276,9
Электрическая нагрузка, МВт	184	205	201	193	201	188	189	193	196	186	213	213
Расход сетевой воды через ПТО, кг/с	2,72	2,94	3,15	8,05	2,90	-	0,10	0,57	6,40	3,73	5,80	2,48
Температура на выходе из ПТО, ^{0}C	32,8	33,90	34,90	42,10	37,80	-	30,00	30,30	41,80	37,00	40,60	32,10
Удельный расход топлива на отпуск э/э до внедрения гут/МВтч	343,5	346,4	348,0	352,5	355,7	359,6	357,3	355,7	355,3	354,2	349,7	346,5
Удельный расход топлива на отпуск э/э после внедрения гут/кВтч	343,1	346,1	347,7	352,2	355,6	359,6	357,3	355,6	354,9	353,9	349,3	346,1
Снижение удельного расхода, кгут/МВтч	0,390	0,297	0,353	0,276	0,135	-	0,018	0,054	0,332	0,284	0,396	0,353
Экономия, т.у.т.	53,44	41,03	52,68	38,42	20,12	-	2,58	7,74	46,82	39,24	60,74	56,00

4.1.4. Схема подготовки воздуха для КА ТЭЦ в условиях резко континентального климата

Стандартный метод забора воздуха для КА в условиях резко континентального климата РФ: в летний период – из котельного отделения, а в зимний период – наружный воздух. При этом в зимней период используются паровые калориферные установки. Воздух нагревают паром высоких параметров отбора № 2 после прохождения РОУ. Высокий энергетический потенциал отбора № 2 определя-

ет нецелесообразность его загрузки в качестве греющего агента для паровых калориферных установок. Задачей рационализации потокораспределения является уменьшение использования наружного воздуха в зимний период при сохранении воздушного баланса КА. Уменьшение использования наружного воздуха предлагается за счет внутреннего, при этом поддержание температуры в котельном цехе будет осуществляться за счет его нагрева в подогревателе, греющим агентом в котором будет сетевая вода, возвращающаяся из СЦТ. Поскольку нагрев сетевой воды осуществляется паром отбора $№ 6$, то за счет его дополнительной загрузки будет разгружаться отбор $№ 2$, что, как было показано выше (см. таблицу 4.13), энергетически эффективно. Также положительным эффектом мероприятия будет более полное использование тепла КА и снижение неиспользуемых потерь тепла через обмуровку.

На рисунках 4.6 и 4.7 рассмотрены штатная и предлагаемые схемы.

На ТА $К-215-130$ нагрузка парового калорифера составляет $2{,}7\ МВт$. Тогда расход из отбора $№ 2$ составит:

$$D_{калорифер} = \frac{2700}{3121-336} = 0{,}9645,\ кг/с,$$

где $3121\ кДж/кг$ – энтальпия в отборе $№ 2$;

$336\ кДж/кг$ – энтальпия дренажа $№ 2$ ($0{,}7\ МПа$, переохлажден до $80^0 С$).

Тогда дополнительный расход пара на СП составит:

$$D_{калорифер} = \frac{2700}{2540-430} = 1{,}2746,\ кг/с,$$

где $2540\ кДж/кг$ – энтальпия в отборе $№ 6$;

$430\ кДж/кг$ – энтальпия дренажа.

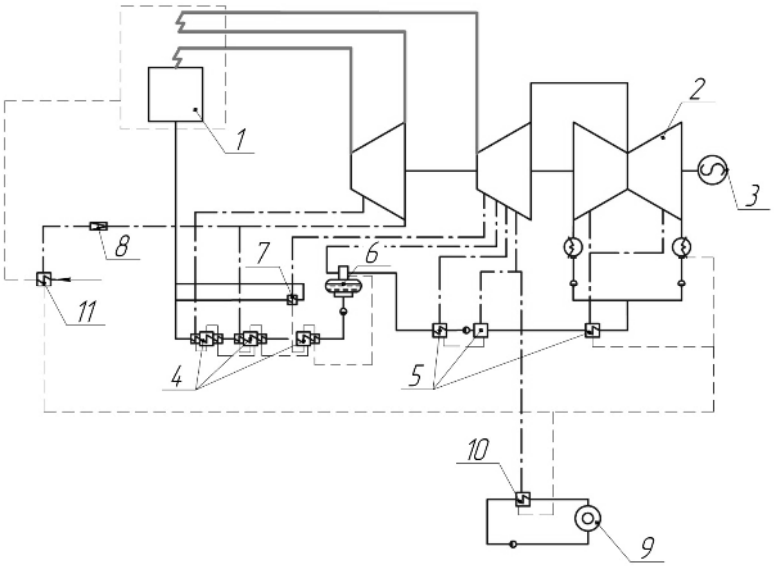


Рисунок 4.6 – Схема нагрева воздуха (до внедрения):
1 – КА; 2 – ТУ; 3 – генератор ТУ; 4 – ПВД; 5 – ПНД; 6 – деаэратор; 7 – охладитель пара; 8 – РОУ; 9 – СЦТ; 10 – СП; 11 – калорифер

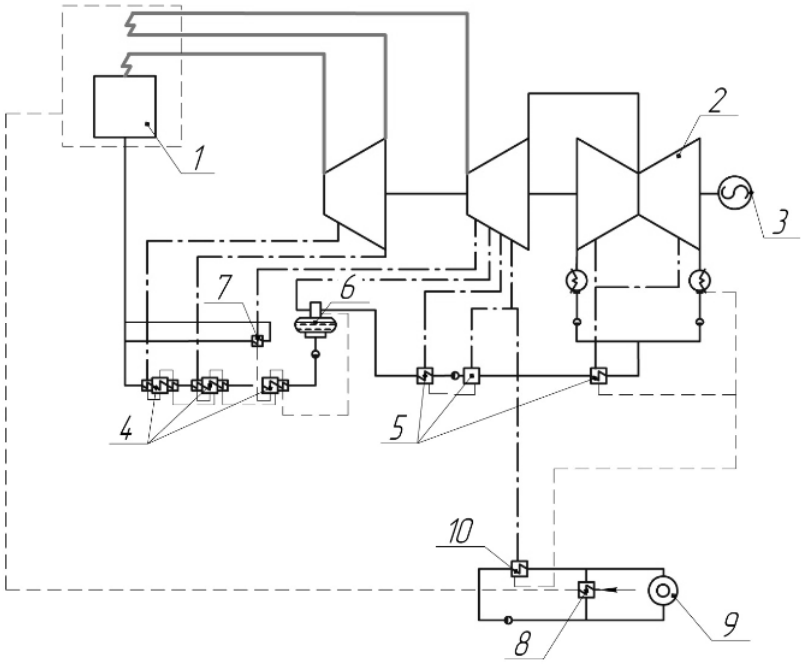


Рисунок 4.7 – Схема нагрева воздуха (после внедрения):
1 – КА; 2 – ТУ; 3 – генератор ТУ; 4 – ПВД; 5 – ПНД; 6 – деаэратор; 7 – охладитель пара; 8 – подогреватель; 9 – СЦТ; 10 – СП

Энергетическая эффективность отборов составит:

$№\,2$ КЦТО $= 1{,}1$;

$№\,6$ КЦТО $= 0{,}29$.

Экономический эффект применения схемы (см. рисунок 4.7) определяется перераспределением потоков пара с отбора $№\,2$ в размере $0{,}9645\ кг/с$ на отборы,

питающие ОСП в размере:

$$\Delta D_0 = \frac{\Delta D_{2отб}}{\xi_t^2} - \frac{\Delta D_{сет}}{\xi_t^6}$$, тогда

$$\Delta D_0 = \frac{0{,}9645}{1{,}1} - \frac{0{,}12746}{0{,}29} = 0{,}876 - 4{,}394 = -3{,}518,\ кг/с.$$

Экономия тепловой энергии:

$$\Delta Q = \Delta D_0 \cdot (h_0 - h_{п.в.}),\ МВт,$$

$$\Delta Q = -3{,}518 \cdot (3457 - 987) = 8{,}69,\ МВт.$$

Экономия условного топлива:

$\Delta Q = -3{,}518 \cdot (3457 - 987) = 8690$, $кг/с$, или $2611\ т\ у.т.$, что соответствует экономии $5{,}5\ млн\ руб./год$.

Анализ схемы (см. рисунок 4.7) (ТА $К-215-130$) представлен в таблице 4.15.

Таблица 4.15

Расчет экономического эффекта внедрения схемы рисунок 4.7

Наименование	Январь	Февраль	Март	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Тепловая нагрузка калорифера, кВт	19699	18798	14131	13320	17280	19080
Температура прямой сетевой воды, ^{0}C	99,08	89,36	84,35	69,30	75,03	96,77
Температура обратной сетевой воды, ^{0}C	75,90	70,77	64,91	58,76	62,30	76,51
Расход сетевой воды, кг/с	70	70	70	70	70	70
Тепловая нагрузка отборов, кВт	29402	23783	22020	10717	16746	23562
Новый расход сетевой воды, кг/с	272,34	310,76	243,07	370,89	393,20	294,23
Электрическая нагрузка, МВт	184	205	201	186	213	213
Расход пара РОУ на калориферы, кг/с	7,39	7,06	5,30	5,00	6,49	7,16
Расход условного топлива до внедрения кг/с	16,11	17,73	17,21	15,95	18,28	18,39
Расход условного топлива после внедрения кг/с	15,46	17,12	16,76	15,53	17,72	17,76
Разница расходов условного топлива, кг/с	0,65	0,61	0,45	0,42	0,56	0,63
Экономия топлива за месяц, т.у.т.	483,6	409,92	334,8	312,48	403,2	468,72

Снижение затрат генерирующей компании на топливо составило более $5\ млн\ руб./год$, без учета более полного использования тепла КА и снижения неиспользуемых потерь тепла через обмуровку. Срок окупаемости составил менее месяца.

4.2. Оптимизация режимов работы основного энергетического оборудования ТЭС

4.2.1. Методика распределения тепловой и электрической нагрузок между ТА ТЭС

4.2.1.1. Моделирование режимов работы ТА ТЭС

К расчетам тепловой схемы теплофикационного ТА предъявляются следующие требования [160, 396, 397]:

1. Математическая модель должна быть адекватной источнику моделирования так, чтобы свойства модели с достаточной точностью описывали свойства объекта. Применительно к расчётам тепловых схем математическая модель должна обеспечивать сведение баланса по установке с точностью 99,0…99,5 %.

2. Математическая модель должна быть универсальной, так чтобы при переходе к каждой новой задаче не требовалось разработки принципиально новой модели того же объекта. При этом следует избегать чрезмерной универсализации моделей, потому что это приводит к возрастанию трудоёмкости моделирования, увеличению сложности модели, вследствие чего снижается точность решения.

3. Математическая модель должна адекватно отражать физические процессы, происходящие в оборудовании.

4. Математическая модель ТА должна иметь возможность интегрироваться в комплексные модели, характеризующие функционирование всей СЦТ.

5. Математическая модель теплофикационного ТА должна отражать:

– широкий диапазон возможных режимов работы (режимы работы теплофикационного ТА изменяются от конденсационного до режима с полностью закрытой регулирующей диафрагмой ЧНД и минимальным расходом пара в конденсатор и т. д.);

– различные граничные условия (расчёт может вестись по заданному расходу пара и заданной тепловой нагрузке, по заданной тепловой нагрузке при минимальном расходе пара в конденсатор и т. д.);

– многообразие схемных решений (количество ступеней подогрева сетевой

воды, вид пикового ИТ, наличие обводов на линиях регенерации и сетевой воды и т. д.).

6. Математическая модель должна учитывать особенности переменного режима работы теплофикационных ТА:

– резкопеременный характер режимов работы ступеней предотборного и промежуточного отсеков ТА (вид расходной характеристики, изменение экономичности и т. д.);

– характер режимов работы ступеней ЧНД ТА (расход пара через них может изменяться от номинального на конденсационном режиме работы до расходов, близких к нулевым, при закрытой регулирующей диафрагме ЧНД).

Точность и скорость расчетов являются, как правило, взаимосвязанными характеристиками, и их одновременное увеличение при моделировании тепловых схем ТА возможно только при использовании современных средств ЭВМ (основанных на многопоточных вычислениях). Поэтому разрабатываемые модели должны бать адаптивны для многопоточных вычислений. Расчет схем ТА производится только для условий, соответствующих реальным физическим ограничениям их работоспособности. Кроме того, суммарная мощность отсеков, с учетом электромеханического КПД должна быть равна заданной мощности ТА. При этом расчет энтальпий наиболее рационально оценивать согласно схеме расчета параметров расширения пара в ТА представленной на рисунке 4.8 с использованием формул (IF 97).

Поскольку модель ТА предполагается применять в оптимизационных моделях с использованием многопоточных вычислений, то к ней предъявляются особые требования по защите от зацикливания при применении методов итерационных приближений. Для повышения надежности применялась рассмотренная в [160] декомпозиция расчета. Для надежности расчета предлагается разбивать расчет на несколько уровней. На рисунке 4.9 представлена ПТС с указанными уровнями. Блок расчета подогревателей низкого давления (далее – ПНД) и высокого давления (далее – ПВД) совместно с деаэратором рассчитываются отдельно [160]. Дополнительные поверхности ПВД (охладители пара и дренажа) состоят в от-

дельном цикле, вместе с основным подогревателем, нумерация которых указана на рисунке в соответствии с последовательностью расчета [160].

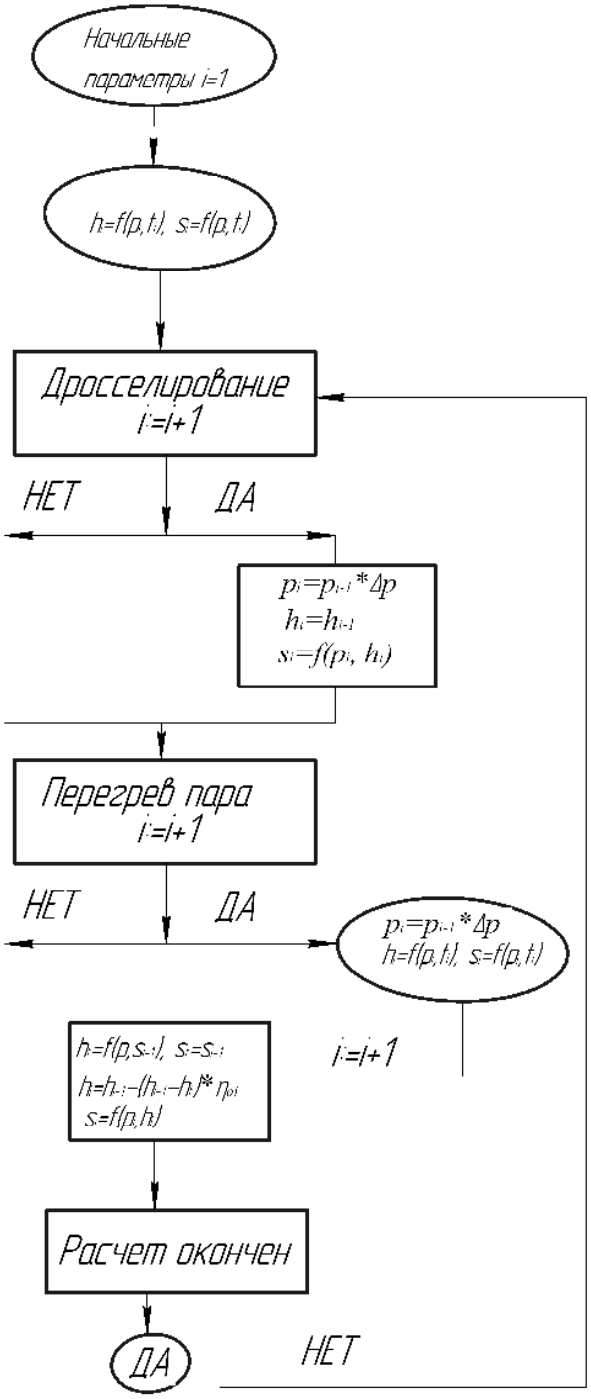


Рисунок 4.8 – Схема расчета параметров расширения пара в ТА

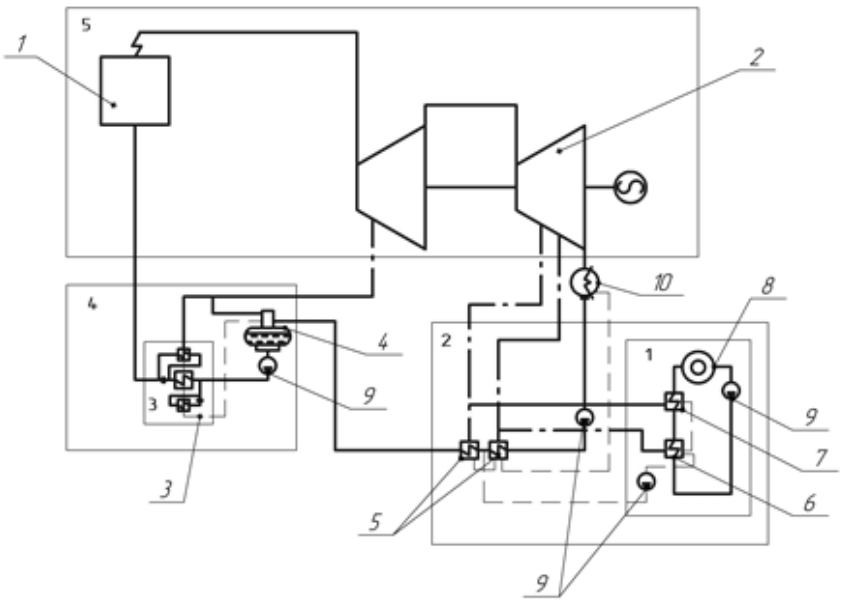


Рисунок 4.9 – Декомпозиция расчёта ПТС [160]:
1 – КА; 2 – ТА; 3 – ПВД; 4 – деаэратор; 5 –ПНД; 6 – нижний ОСП; 7 – верхний ОСП; 8 – потребитель тепловой нагрузки; 9 – насос; 10 – конденсатор

Большинство существующих моделей ТА не отражают реального состояния оборудования и имеют значительные отклонения от фактических режимов при моделировании. Для отражения характеристик реального состояния оборудования использовался следующий подход: при моделировании принимаются значения основных характеристик ТА из последних проведенных балансовых испытаний или из имеющихся на большинстве ТЭС систем автоматического сбора данных по режимам работы. Данный подход схож с системой оценки (рассмотренной в работе А.М. Клера, А.С. Максимова и др. [159]), состоящей в определении части коэффициентов модели по замерам, а части из систем сбора данных коммерческого учета.

Важней задачей моделирования нерасчетных режимов работы ТА является определение фактических давлений по ступеням или отсекам. Для этого обычно используют зависимости Стодолы или Щегляева. При наличии трех ступеней и более они практически равнозначны, при меньшем – пользоваться необходимо формулой Щегляева [396]. Однако при наличии менее трех ступеней в отсеке рекомендуют использовать поступенчатый расчет [160, 396]. При этом изменение внутреннего относительного КПД относительно расчетного значения η_{oi}^{*} можно

определить по следующей зависимости [160, 482]:

$$\eta_{oi} = \eta_{oi}^{*} - \Delta\xi = 1 - \sum\xi - \Delta\xi ,$$

где $\sum\xi$ – расчетные потери;

$\Delta\xi$ – дополнительные потери, вызванные эксплуатацией ТА.

При моделировании режимов работы реальных ТА удобно пользоваться функциональной зависимостью КПД от относительного расхода $\overline{D}$, полученного по результатам периодических испытаний:

$$\eta_{oi} = f(\overline{D}) .$$

Согласно представленной методике было произведено моделирование режимов работы блоков ХарГРЭС. Сравнение данных моделирования с реальными данными, собранными системой управления энергоблоками ХарГРЭС (далее – АСУТП) показало отклонение < 1 % по расходу острого пара и < 3 % по температуре питательной воды (см. таблицу 4.16).

Таблица 4.16

Анализ достоверности модели

Наименование	**Программа**	**Данные архива**
Мощность, МВт	216	216
Расход пара на турбину, т/ч	648,0	650,0
Температура питательной воды, °С	243	249
Давление в 1-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	3,97/37,3	4,2/-
Давление в 2-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	2,66/44,09	2,8/-
Давление в 3-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	1,17/23,72	1,3/-
Давление в 4-м отборе, МПа/расход пара, т/ч (деаэратор)	0,62/35,66	0,65/-
Давление в 5-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	0,27/21,3	0,27/-
Давление в 6-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	0,12/39,59	0,13/-
Давление в 7-м отборе, МПа/расход пара, т/ч	0,02/18,3,0	0,03/-
Расход пара на ОБ-1, т/ч	0,12/5,13	-
Давление отработавшего пара, МПа/расход пара, т/ч	0,0029/423	0,0033/-

4.2.1.2. Оптимизация режимов работы основного энергетического оборудования

Основой разработки является применение возможностей ЭВМ для решения прикладных задач в области приоритетных направлений развития науки, технологий

и техники для отраслей народного хозяйства РФ. Применение ЭВМ для решения конкретных прикладных задач для повышения эффективности конкретного производственного процесса сопряжено со значительными трудностями. Особенно это характерно для сложных производственных процессов, таких как комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭС, поскольку это связано со сложным процессом программного моделирования и требует значительных затрат машинного времени.

В настоящее время крупные ТЭС осуществляют отпуск электрической энергии в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности, что определяет дополнительные условия к оптимизации режимов работы основного энергетического оборудования, поскольку объем отпускаемой электрической энергии и состав генерирующего оборудования определяется с учетом ценовых заявок самой организации. Наиболее полно задача оптимизации режимов работы ТЭЦ решена в трудах А.М. Клера, А.С. Максимова и др. [14, 245, 285]. В их работах приведена методика решения задачи максимизации прибыли ТЭЦ на ОРЭМ в секторе «Балансирующий рынок» за счет оптимизации производства тепловой и электрической энергии [285], а также рассматривается методика формирования ценовой заявки для ТЭЦ при работе на рынке на сутки вперед. Описан методический подход для определения оптимального состава включенного основного генерирующего оборудования с учетом динамики тепловой нагрузки и затрат на пуски турбо и котлоагрегатов [14].

При том что данные работы отличаются высокой степенью проработанности математического аппарата, они имеют ряд недостатков:

1. Вызывает вопрос использование нормы прибыли (в размере 20 %) для задачи максимизации прибыли на балансирующем рынке электроэнергии в работе [285]. Её использование заведомо снижает максимум прибыли, а следовательно, метод дает неоптимальное решение по критерию максимально возможной прибыли.

2. Метод линеаризации целевой функции и ограничительных неравенств [14], допустимый в задачах выпуклого программирования, может дать только локальный оптимум в задаче, обусловленной значительными технологическими условиями при нелинейных характеристиках основного оборудования, имеющих зача-

стую дискретный характер изменения. Кроме того, эффективность данного метода существенно зависит от точки линеаризации. При анализе экономичности ТА с заданной тепловой мощностью и нагружении ее конденсационной мощностью было выявлено (см. рисунок 4.10), что кривые удельного расхода тепла на выработку э/э имеют различный наклон и нелинейный характер, что ставит под вопрос допустимость линеаризации целевых функций.

3. Также вызывает вопрос отсутствие учета прибыли от реализации электрической мощности, что существенно отклоняет оптимум решения задачи максимизации прибыли на ТЭС.

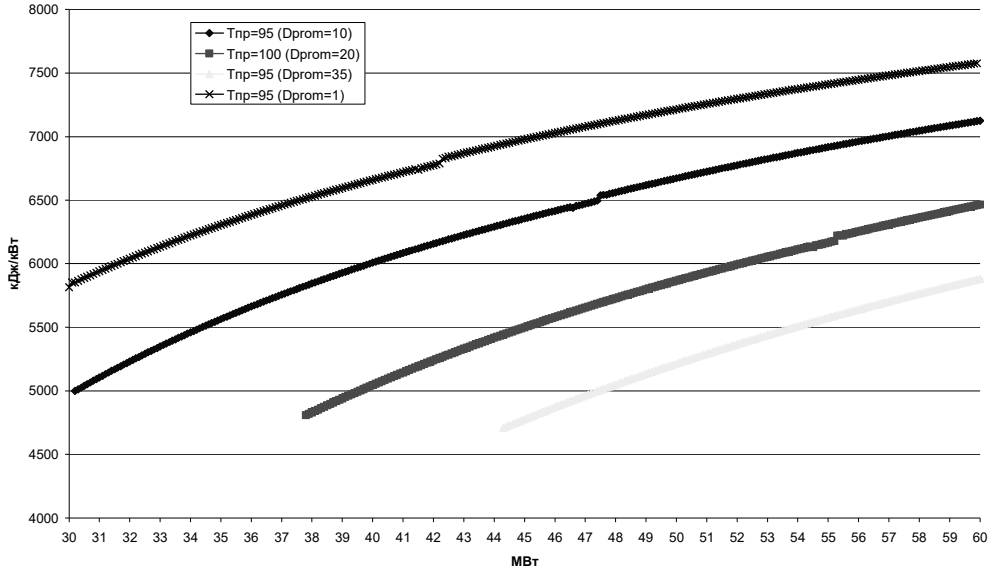


Рисунок 4.10 – Зависимость удельного расхода тепла от мощности

Кроме того, авторы [14] отмечают, что оптимизационные расчеты функционирования ТЭС на ОРЭМ отличаются значительным количеством возможных вариантов, что определяет возможность использования метода параллельных вычислений.

Многие задачи в настоящее время требуют вычислений с большим количеством операций, которые занимают значительные ресурсы даже современной техники. Более того, можно с уверенностью сказать, что каких бы скоростей ни достигла вычислительная техника, всегда найдутся задачи, на решение которых потребовалось бы значительное время. Многие из таких сложных задач требуют нахождения решения за минимальное или ограниченное время. Вычисление

огромного количества однотипных операций на центральном процессорном устройстве (CPU) в таком случае оказывается неэффективным. Очевидный способ увеличить скорость вычислений – применение не одного вычислительного устройства, а множества, работающих совместно над решением одной задачи. Такой подход лежит в основе параллельных вычислений. Параллельные вычисления – способ организации компьютерных вычислений, при котором программы разрабатываются как набор взаимодействующих вычислительных процессов, работающих параллельно (одновременно). Для реализации данной вычислительной парадигмы компания NVIDIA изобрела архитектуру параллельных вычислений CUDA, на данный момент представленную в графических процессорах GeForce, ION, Quadro и Tesla. Рабочие станции на базе графических процессоров Tesla получили название персональный «Суперкомпьютер». [484]

Если в девяностые годы лучшие советские суперкомпьютеры имели производительность Эльбрус-3-1 (1990) – 550 мегафлопсов, Электроника СС БИС (1991) – 500 мегафлопсов (двухмашинный вариант), а иностранные ASCI Red (1996) – 1 терафлопс, то уже в 2008 году появились персональные рабочие станции Flagman WX240T.2 на базе четырех NVIDIA® Tesla™ C1060 с теоретической производительностью больше 3,7 терафлопсов. Наличие взрывного роста производительности современных «Суперкомпьютеров» Фугаку (2020) – 442,01 петафлопса позволяет – прогнозировать значительное увеличение производительности и персональных «Суперкомпьютеров». Развитие майнинговых систем привело к тому, что производительность персональных «Суперкомпьютеров» приближается к ста терафлопсов. Например, быстродействие модели NVIDIA Tesla V100 превысило 100 тера-операций в секунду. Существенной проблемой при значительных объемах вычислений было хранение оперативных данных и результатов необработанных расчетов. В настоящее время данная задача с успехом решается с применением облачных хранилищ.

Сущность предлагаемого метода состоит в использовании возможностей современных высокопроизводительных рабочих станций персональных «Суперкомпьютеров». Основной проблемой их использования является необходимость исполь-

зования специализированных программных средств, работающих на системе многопоточных вычислений, а также их высокая стоимость.

Примером оптимизации режимов работы основного оборудования ТЭС с использованием «Суперкомпьютеров» может служить пошаговый метод, предложенный в [370]. Сущность данного метода – в предварительном определении возможных режимов работы с последующей пошаговой оптимизацией распределения сначала электрической нагрузки, а затем тепловой. При этом применяются итерационные вычисления, которые могут привести к зацикливанию процесса. Кроме того, данная модель не адаптирована для современных условий функционирования генерирующих компаний в условиях ОРЭМ. При функционировании ТЭС на ОРЭМ задача распределения тепловой и электрической энергии является подзадачей рационализации режимов работы станции в целом.

Применение многопоточных вычислений предъявляет особые требования к защите от зацикливания, поэтому применение итерационного метода при последовательной оптимизации распределения тепловой и электрической энергии является спорным. Для исключения возможности зацикливания в задаче оптимизации был применен метод сплошного перебора всех возможных режимов работы. Для реализации данного подхода, на основе рассмотренных алгоритмов расчета ТА, был разработан комплекс программ для ЭВМ по оптимизации режимов работы основного оборудования ТЭС [392, 393]. Ключевой особенностью данного комплекса является его двухкомпонентная компоновка: базовый программный комплекс разработан для работы с системой параллельных вычислений («Суперкомпьютера»), а блок надстройки адаптирован для работы со стандартными вычислительными системами.

В созданный программный комплекс, осуществляющий работу параллельных вычислений, входят два приложения. Первое осуществляет генерацию множества допустимых вариантов соотношений трех видов нагрузки ТЭС (для всех ТА станции) при условии соблюдения допустимых уровней загрузки основного оборудования, для сокращения времени последующих расчетов. Затем произво-

дится расчет значения выбранного критерия эффективности для каждого из полученных соотношений.

Второе осуществляет непосредственный поиск экстремумов среди этого множества. Алгоритм первого приложения перебирает все значения внутри рассматриваемой области, и как только количество сгенерированных точек оказывается таким, чтобы полностью заполнить вычислительную мощность одной из видеокарт, в отдельном потоке инициирует расчёт на одной из доступных в данный момент видеокарт. Пока расчёт одной части области уже начат, в основном цикле генерация продолжается, и, как только снова набирается достаточное количество элементов, на следующей по очереди видеокарте запускается расчёт другой области. Видеоадаптеры, сменяя друг друга, генерируют область альтернатив, а потоки, инициировавшие запуск кернела, после окончания расчёта по очереди, входя в критическую секцию, записывают сгенерированную область в файл. Процесс продолжается, пока все точки, входящие в расчетную область, не пройдут через расчет. Второе приложение принимает на вход множество сгенерированных первым приложением точек множества альтернатив. Обработка происходит путём разбиения входного массива на части по объёму, эквивалентному тому количеству элементов, которое видеоадаптеры могут обрабатывать одновременно. С каждого такого разбиения программа получает значение локального экстремума, который сравнивается с результатами, полученными на других частях массива.

Каждый разделённый участок массива обрабатывается при помощи алгоритма редукции, который путём последовательных попарных сравнений элементов и постепенным уменьшением шага сравнения перемещает экстремальный элемент в начало участка, который обрабатывает текущий блок кернела. После обработки всех блоков кернел сравнивает их нулевые элементы, находя экстремум [484].

При этом основным производственным назначением «Суперкомпьютера» является осуществление массива вычислительных действий по расчету режимов работы рассматриваемого при процессе оптимизации процесса с формированием базы готовых решений экстремумов. Для высвобождения дорогостоящего расчетного

времени «Суперкомпьютера» подготовительные и надстроечные действия по программированию в запатентованной среде осуществляются на стандартных персональных компьютерах. Кроме того, итоговые программные продукты, передаваемые для использования на реально действующем оборудовании, основанные на результатах расчета, произведенного «Суперкомпьютером», не имеют особых требований к производительности компьютеров и могут быть использованы на стандартных ЭВМ (нет необходимости покупать «Суперкомпьютер» на каждое рабочее место).

Значительным конкурентным преимуществом такого подхода является то, что итоговые программы не имеют связи со средой программирования и их передача заказчикам не несет опасности несанкционированного копирования.

Классически для ТЭЦ характерна оптимизация трёх параметров: тепловая, промышленная и электрическая нагрузки. Между тем, в постановке для произвольной ТЭЦ в качестве оптимизируемых параметров могут дополнительно входить следующее: загрузка турбин с определённым давлением, т. к. зачастую промышленный потребитель может потреблять пар разного давления; температура сетевой воды и её расход после каждой теплофикационной установки. В качестве ограничений используется диаграмма режимов работы турбины. Расчётный режим должен быть допустим для турбины.

Вычислительный поток формируется из принципа расчёта тепловой схемы в одном потоке без разбиения внутри тепловой схемы на дополнительные вычисления. Это связано в первую очередь с большим массивом вычислений и экономией ресурсов на организацию дополнительных потоков внутри расчёта тепловой схемы. Расчёт одной тепловой схемы на стандартном процессоре занимает меньше 0,001 с. При этом на Tesla V можно загрузить более 5000 потоков одновременно, т. е. за 1 с. генерируется около 5 $*10^6$ решений. Для сравнения в обычном пользовательском компьютере, в настоящее время с 32 потоками семейства AMD Rayzen 9 5950X за 1 с. 32 тыс. решений. Одна видеокарта Tesla V по производительности замещает 32 сервера, построенные на CPU [486]. Применение многопоточных вычислений позволяет оптимизировать режимы работы таких простых тепловых схем, как Хар-ГРЭС, за секунды. Увеличение оптимизируемых параметров, характерное для ТЭЦ с

поперечными связями, приводит к значительному увеличению времени выполнения расчетов. К примеру, для генерации базы экстремумов при расчете режимов работы Читинской ТЭЦ-1 с шестью теплофикационными турбинами, при значительном уменьшении шага оптимизации, время расчета может составлять более 10 дней.

При реализации подхода и формировании исходной базы данных использовалась запатентованная среда программирования [393], переданная ФГБОУ ВПО «ЗабГУ» в качестве доли в уставной капитал ООО «НОЦ Энергия» на основании лицензионного соглашения в рамках ФЗ № 217 [399] (для коммерциализации и вовлечении в хозяйственный оборот).

При наличии базы данных значений выбранного показателя эффективности для всех возможных соотношений нагрузок ТА конкретной станции оптимизация ее значений сводится к сплошному перебору определенного количества (в зависимости от заданной степени точности) их сочетаний и выбору оптимального значения. Данный перебор может быть осуществлен (с использованием [392]) на любом стандартном ЭВМ с заданной точностью. При этом для увеличения скорости расчета вводятся дополнительные граничные условия, вызванные инерционностью оборудования и текущей его загрузкой.

Примером использования разработанной методики оптимизации может служить перераспределение отпуска тепловой энергии между двумя блоками ХарГРЭС. Оптимизация перераспределения отпуска тепловой энергии (оптимизация распределения электрической нагрузки не проводилась вследствии работы блоков по разным системам) позволила добиться повышения ТЭП станции (на $0{,}2\ г/кВт\cdot ч$) (см. таблицу 4.17). При этом длительность распределения составляет доли секунды.

Таблица 4.17

ТЭП оптимизации отпуска тепловой энергии

	Эл. мощ., *МВт*		**Температура сетевой воды,** ^0C		**Расход на ОСП, кг/с**		**Эл. мощ.,** *МВт*	**Температура сетевой воды,** ^0C	$г/кВт\cdot ч$
№ ТУ	***1***	***2***	***1***	***2***	***1***	***2***	$\sum$	$\sum$	***Среднее***
Режим 1	174,4	200,6	82,3	84,3	174	132	375	83,2	338,49
Режим 2	174,4	200,6	84,3	82,3	132	174	132	83,2	338,29
Режим 3	174,4	200,6	83,2	83,2	153	153	375	83,2	338,27

4.2.2. Методика оптимизации режимов работы ТЭС в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности

4.2.2.1. Выбор критерия оптимизации

Поскольку оптимизация режимов работы ТЭС не предусматривает капитальных затрат, то в качестве критерия оптимизации режимов работы ТЭС в условиях ОРЭМ можно рассматривать разность совокупных доходов, полученных от реализации всех видов продукции и затрат, понесённых предприятием на их производство и сбыт потребителю (без учета дисконтирования за определенный временной промежуток):

$$K_{opt} = \sum_{i=1}^{n}\left(Ц_i \cdot V_i \right) - \sum_{i=1}^{n}\left(C_i \cdot V_i \right), \qquad (4.1)$$

где n – количество продуктов, реализуемых предприятием;

$Ц_i$ – цена i-того продукта в рассматриваемом периоде;

V_i – объём реализации i-го продукта в рассматриваемом периоде;

C_i – себестоимость реализации i-го продукта.

В существующих условиях ТЭС, мощностью свыше 25 МВт, реализует три основных вида продукции: тепловую энергию, электрическую энергию и электрическую мощность. Действующая модель ОРЭМ предполагает использование двухставочных тарифов. В этом случае себестоимость электрической мощности включает постоянные затраты (заработная плата, материалы, услуги, энергия, амортизация и пр.), а себестоимость электрической энергии складывается из затрат на топливо.

С учётом изложенного, математическая модель прибыли ТЭС может быть представлена в следующем виде:

$$K_{opt} = П_{ТЭ} + П_{ЭЭ} + П_{ЭМ}, \qquad (4.2)$$

где $П_{ТЭ}$, $П_{ЭЭ}$, $П_{ЭМ}$ – соответственно прибыль ТЭС от реализации тепловой энергии, электрической энергии и электрической мощности.

Тепловая и электрическая энергия (мощность) производится на ТЭС в едином технологическом процессе. Для расчёта финансового результата по видам де-

ятельности необходимо распределение затрат между видами деятельности. Распределение затрат между тепловой и электрической энергией (мощностью) осуществляется пропорционально расходу условного топлива на указанные виды деятельности. В соответствии с основами ценообразования нормативы удельного расхода условного топлива для ИТ, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более, утверждаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации (далее – ФСТ РФ) [400–402]. Таким образом, при установлении тарифов на тепловую энергию РСТ, ориентируясь на решение ФСТ РФ об утверждении нормативов расхода топлива на тепловую энергию, производит расчёт регулируемых тарифов в сфере теплоснабжения. Указанный расчёт включает расчёт постоянных и переменных затрат.

Удельные переменные затраты (затраты на топливо), отнесённые согласно [400–402] к объёму отпуска тепловой энергии, – постоянная величина. Следовательно, изменение общего расхода топлива по ТЭС при сопоставимом объёме отпуска тепла приведёт к изменению лишь расхода топлива, относимого на электрическую энергию. Действительно, оценить величину отклонения затрат на топливо, отнесённых на производство тепловой энергии представляется возможным только по итогам года путём сопоставления фактической величины с нормативным значением, утверждённым в регулируемых тарифах на год. При этом, в соответствии с [402], сложившаяся по итогам периода регулирования экономия затрат может быть исключена из налогооблагаемой валовой выручки (далее – НВВ) следующего периода регулирования, равно как и технологически и экономически обоснованный перерасход затрат может быть дополнительно учтён в последующем периоде регулирования.

В этом случае удельная маржинальная прибыль (разность выручки и переменных затрат) от реализации тепловой энергии также будет являться постоянной величиной. Отсюда следует, что прибыль от тепловой энергии не является критерием оптимизации режима работы ТЭС на ОРЭМ. С учётом изложенного представляется целесообразным учитывать только затраты на топливо, отнесённые на

электрическую энергию, при условии, что режим является оптимальным по показателям энергетической эффективности, т. е. суммарный расход топлива минимален.

Рассмотрим оставшиеся слагаемые выражения (4.2). Прибыль от реализации электрической мощности можно записать в следующем виде:

$$П_{ЭМ} = N_{ПО}^{ЭМ} \cdot Ц_{ЭМ} - З_{ЭМ}^{сум}, \quad (4.3)$$

где $N_{ПО}^{ЭМ}$ – полезный отпуск (поставка) электрической мощности;

$Ц_{ЭМ}$ – цена электрической мощности;

$З_{ЭМ}^{сум}$ – постоянные затраты, распределённые на электрическую мощность.

Учитывая основные принципы ценообразования ОРЭМ [402], переменные затраты, распределяемые на электрическую мощность, можно принять равными нулю, в этом случае суммарные затраты будут равны постоянным затратам, распределяемым на нее:

$$З_{ЭМ}^{сум} = З_{ЭМ}^{пост}. \quad (4.4)$$

Известно, что маржинальная прибыль от реализации продукции (электрической мощности) $П_{ЭМ}^{марж}$ определяется разностью выручки от реализации и величины переменных затрат [403]. Исходя из этого, с учётом (4.3) и (4.4):

$$П_{ЭМ}^{марж} = N_{ПО}^{ЭМ} \cdot Ц_{ЭМ}. \quad (4.5)$$

При этом объём поставки мощности можно определить как разность располагаемой мощности и мощности, потребляемой на собственные нужды. С учётом изложенного прибыль от реализации электрической энергии может быть определена следующим образом:

$$П_{ЭЭ} = N_{ПО}^{ЭЭ} \cdot Ц_{ЭЭ} - З_{ЭЭ}^{пер}, \quad (4.6)$$

где $З_{ЭЭ}^{пер}$ – переменные затраты, отнесенные на электрическую энергию, *руб.*;

$N_{ПО}^{ЭЭ}$ – полезный отпуск электрической энергии.

Окончательно сформулируем критерий оптимизации

$$\begin{cases} N_{Э}^{ТЭЦ} = \lim\limits_{K \to \max} f(K), \\ K = N_{ПО}^{ЭЭ} \cdot Ц_{ЭЭ} + П_{ЭМ}^{маржс} - З_{ЭЭ}^{пер}, \\ N_{Э}^{ТЭЦ} = \sum\limits_{i=1}^{n} N_i \to opt, \; Q^{ТЭЦ} = \sum\limits_{i=1}^{n} Q_i \to opt, \\ N_{Э}^{\min} \le N_{Э}^{ТЭЦ} < N_{Э}^{\max}. \end{cases} \quad (4.7)$$

4.2.2.2. Методика определения оптимального состава включённого оборудования ТЭС, работающей в условиях ОРЭМ

Выбор оптимального состава включённого генерирующего оборудования, обеспечивающего покрытие текущих электрических и тепловых нагрузок, является важной задачей управления режимами ТЭС. Оптимальным составом оборудования считается тот состав, при котором выбранный критерий (4.7) имеет максимальное значение. При этом существует ряд причин, по которым генерирующее оборудование может находиться во включенном состоянии вне зависимости от результата его отбора в ВСВГО [404]. Статусы состояний включённого генерирующего оборудования в порядке убывания приоритета приведены в таблице 4.18.

Таблица 4.18

Статусы состояний включённого генерирующего оборудования

Приоритет	**Причина**	**Статус**	**Вид инициативы нахождения во включенном состоянии**
1	Вынужденный режим	Вынужденный режим	Собственная
2	Минимум ТГ по требованию станции	Вынужденный режим	
3	Минимальная мощность по требованию станции	Вынужденный режим	
4	Режимный генератор	Режимный генератор	Внешняя (по причинам, не зависящим от участника оптового рынка)
5	Минимум ТГ по требованию СО	Режимный генератор	
6	Минимальная мощность по требованию СО	Режимный генератор	
7	Минимальная включенная мощность по требованию СО	Режимный генератор	-
8	По оптимизации	По оптимизации	Внешняя (по причинам, не зависящим от участника оптового рынка)

Задача выбора оптимального состава оборудования ТЭС характеризуется ограничением, заключающемся в необходимости нестрогого превышения мощности теплофикационных отборов включённых ТА над суммарной тепловой нагрузкой ТЭС. ТА, включение которых обусловлено необходимостью отпуска тепловой энергии, получают статус вынужденных и отбираются в ходе ВСВГО в первую очередь.

В соответствии с общими принципами ВСВГО [404] оптимизация состава включённого оборудования производится по критерию минимизации стоимости вырабатываемой электроэнергии. При этом стоимость выработки электроэнергии на каждой единице оборудования, участвующего в ВСВГО, определяется на основании поданной Системному оператору (далее – СО) ценовой заявки. Ценовая заявка подаётся за четверо суток до расчётных, т. е. в период (Х-4). В периоды Х-3 и Х-2 подаются корректирующие макеты, содержащие информацию о готовности оборудования к несению нагрузки (без ценовых характеристик ТА).

В свою очередь, ценовая заявка ВСВГО содержит следующие расходные характеристики:

1. Ступень на пуск – затраты на включение генерирующего оборудования.
2. Ступень на электроэнергию – затраты на выработку электроэнергии.

Затраты на включение генерирующего оборудования определяются по нормативным документам. Так, расход условного топлива на пуск ТА ЧитТЭЦ-1 составляет от 16 до 20 т у.т. [405, 406].

Затраты на топливо, распределённые на выработку электроэнергии, определяются в соответствии с [407]. При расчёте ступени ценовой заявки на электроэнергию важно учитывать ограничение, состоящее в недопустимости последующего превышения стоимости электроэнергии в ценовой заявке рынка на сутки вперед (далее – РСВ) над стоимостью электроэнергии в ценовой заявке ВСВГО.

$$Ц_{РСВ}^{\max} \le Ц_{ВСВГО}^{ЭЭ}, \qquad (4.8)$$

где $Ц_{РСВ}^{\max}$ – максимальная цена ценовой заявки РСВ (как правило, соответствует цене 3-й ступени ценовой заявки);

$Ц^{ЭЭ}_{ВСВГО}$ – ценовая заявка на электроэнергию ВСВГО.

Минимальная электрическая мощность, определённая в результате ВСВГО, соответствует $N_Э^{\min ПДГ}$, максимальная – $N_Э^{\max ПДГ}$.

Таким образом, расчёт ценовой заявки ВСВГО предлагается производить в следующем порядке:

1. Прогноз отпуска тепловой энергии от ТЭС на основании многолетних статистических данных о температуре наружного воздуха и прогноза гидрометеоцентра.

2. Определение минимальной $N_Э^{\min ТЭЦ}$ и максимальной $N_Э^{\max ТЭЦ}$ электрической мощности ТЭС, выработка которой необходима по условиям отпуска тепловой энергии.

3. Прогноз узловых цен на рынке на сутки вперёд $Ц^{план}_{РСВ}$.

4. Итерационный расчёт топливной составляющей себестоимости электрической энергии $\frac{B^{Э}_{y} \cdot Ц^{Т}_{y}}{N^{ЭЭ}_{ПО}}$ при изменении мощности ТЭС от $N_Э^{\min ТЭЦ}$ до $N_Э^{\max ТЭЦ}$ (с учетом методики п. 4.2.1.1).

5. Расчёт финансового результата, соответствующего каждому полученному ранее значению топливной составляющей себестоимости электрической энергии. Фиксация максимального и минимального значений финансового результата ТЭС, а также финансового результата, соответствующего $N_Э^{\min ТЭЦ}$ и $N_Э^{\max ТЭЦ}$, при условии оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок между агрегатами (согласно методике п. 4.2.1.2) и постоянном значении тепловой нагрузки ТЭС.

Полученные результаты фиксируются в ценовой заявке ВСВГО. При этом весь состав генерирующего оборудования ТЭС можно разделить на три категории:

1. Вынужденные по условиям теплоснабжения – ценовая заявка соответствует плановым затратам.

2. Единицы генерирующего оборудования (далее – ЕГО), включённые по оптимизации – ценовая заявка соответствует плановым затратам.

3. ЕГО, включение которых нецелесообразно для ТЭС. Ценовая заявка по данным ТА преднамеренно завышается, в связи с чем соответствующие ЕГО не будут отобраны СО по условиям оптимизации.

Разработанный алгоритм позволит определить состав оборудования ТЭС, при котором её прибыль на ОРЭМ максимальна.

4.2.2.3. Разработка алгоритма формирования ценовой заявки на РСВ

Ценовая заявка на РСВ на операционные сутки (Х) подаётся за одни сутки, т. е. в сутки (Х-1). Ценовая заявка основывается на составе включённого оборудования, определённом Системным оператором в сутки (Х-2), а также на предварительном диспетчерском графике (далее – ПДГ), сформированном также Системным оператором. Предварительный диспетчерский график включает величины минимальной ($N_{Э}^{\min ПДГ}$) и максимальной ($N_{Э}^{\max ПДГ}$) электрической мощности.

Ценовая заявка ТЭС включает три ступени:

– первая ступень ценовой заявки является ценопринимающей, т. е. характеризует готовность ТЭС выработать соответствующий объём электроэнергии при любой цене на рынке, в т.ч. цене равной нолю при условии выполнения графика тепловой нагрузки. Мощность первой ступени ценовой заявки не может быть ниже минимальной величины, определённой ПДГ ($N_{Э}^{\min ПДГ}$);

– вторая ступень ценовой заявки включает цену электроэнергии, по которой ТЭС готова выработать объём электроэнергии, величина которого превышает величину первой ступени ценовой заявки, но не превышает максимальную величину на заданном Системным оператором составе оборудования, т. е. $N_{Э}^{\min ПДГ} < N_{Э}^{РСВ\,1\,ст} < N_{Э}^{\max ПДГ}$;

– третья ступень ценовой заявки включает цену электроэнергии, по которой ТЭС готова выработать максимально возможное количество электроэнергии на заданном Системным оператором составе оборудования, обеспечив необходи-

мый отпуск тепловой энергии. Данная ступень соответствует величине $N_Э^{\max ТЭЦ}$.

Таким образом, для формирования ценовой заявки ТЭС необходимо решить следующие задачи (см. рисунок 4.10):

1. При заданной величине тепловой мощности, известном составе оборудования определить уровень мощности, поставляемой по ценоприниманию. Мощность ценопринимающей ступени определяется с учётом максимизации критерия (4.7). При этом значение мощности не может быть меньше минимальной величины электрической мощности ТЭС и минимума ПДГ:

$$N_Э^{РСВ\,1\,ст} \geq \min\left(N_Э^{\min}, N_Э^{\min ПДГ} \right). \qquad (4.9)$$

2. Определить оптимальную величину мощности и цены второй ступени ценовой заявки. Мощность второй ступени ценовой заявки $N_Э^{РСВ\,2\,ст}$ должна соответствовать такой величине, при которой прибыль от реализации электрической энергии будет максимальной. Определение указанной величины мощности выполняется с учётом оптимального распределения тепловой $Q_T^{ТЭЦ}$ и электрической нагрузки $N_Э^{ТЭЦ}$ ТЭС (согласно методике п. 4.2.1.2). Результатом решения задачи является определение расхода условного топлива на ТЭС $B_y^{ТЭЦ}$, на электроэнергию $B_y^Э$, на тепловую энергию B_y^T при выполнении диспетчерского графика тепловой нагрузки и минимальной электрической нагрузки. При этом цена условного топлива $Ц_y^T$ является известной величиной, а цена электроэнергии на рынке является величиной, прогнозируемой с достаточной степенью точности. При этом прогноз цены РСВ на данном этапе оптимизации режима ТЭС на ОРЭМ является более точным, нежели прогноз, сформированный на этапе формирования ценовой заявки ВСВГО. Результат решения данной задачи можно классифицировать следующим образом:

– $\dfrac{B_y^Э \cdot Ц_y^T}{N_{ПО}^{ЭЭ}} \geq Ц_{РСВ}^{план}$ – зона убытка;

– $\dfrac{B_y^{Э} \cdot Ц_y^{T}}{N_{ПО}^{ЭЭ}} < Ц_{РСВ}^{план}$ – зона прибыли.

При поставке электроэнергии в зоне убытка, т. е. при $\dfrac{B_y^{Э} \cdot Ц_y^{T}}{N_{ПО}^{ЭЭ}} \geq Ц_{РСВ}^{план}$, предлагается следующий подход к определению цены и мощности второй ступени ценовой заявки.

А. Расчёт мощности второй ступени ценовой заявки по формуле:

$$N_{Э}^{РСВ\,2\,ст} = N_{Э}^{РСВ\,1\,ст} + 1, \tag{4.10}$$

где 1 $МВт$ – минимальный шаг изменения мощности ценовой заявки.

Б. Расчёт цены электроэнергии второй ступени ценовой заявки по следующей формуле:

$$Ц_{Э}^{РСВ\,2\,ст} = Ц_{Э}^{РСВ\,план} \cdot k_{риск}, \tag{4.11}$$

где $Ц_{Э}^{РСВ\,2\,ст}$ – цена второй ступени ценовой заявки РСВ;

$Ц_{Э}^{РСВ\,план}$ – плановая цена РСВ;

$k_{риск}$ – коэффициент, позволяющий нивелировать риск оплаты электроэнергии по нулевым ценам (как правило, применяется $k_{риск} = 0{,}9$).

При выполнении неравенства $\dfrac{B_y^{Э} \cdot Ц_y^{T}}{N_{ПО}^{ЭЭ}} \geq Ц_{РСВ}^{план}$ определяется $N_{Э}^{РСВ\,2\,ст}$, соответствующая максимизации критерия (4.7):

$$N_{Э}^{РСВ\,2\,ст} = N_{Э}^{РСВ\,1\,ст} + \Delta N_{Э}, \tag{4.12}$$

где $\Delta N_{Э}$ – прирост мощности в сравнении с $N_{Э}^{РСВ\,1\,ст}$, обеспечивающий максимизацию прибыли ТЭС $\left(N_{ПО}^{ЭЭ} \cdot Ц_{Э}^{РСВ\,2\,ст} + \Delta П_{ЭМ}^{марж} - З_{ЭЭ}^{пер} \right) \to \max$.

Для исключения излишней «пилообразности» графика нагрузок, при $\Delta N_{Э} > 20\ МВт$, при условии стабильных цен на рынке целесообразно увеличение $N_{Э}^{РСВ\,1\,ст}$.

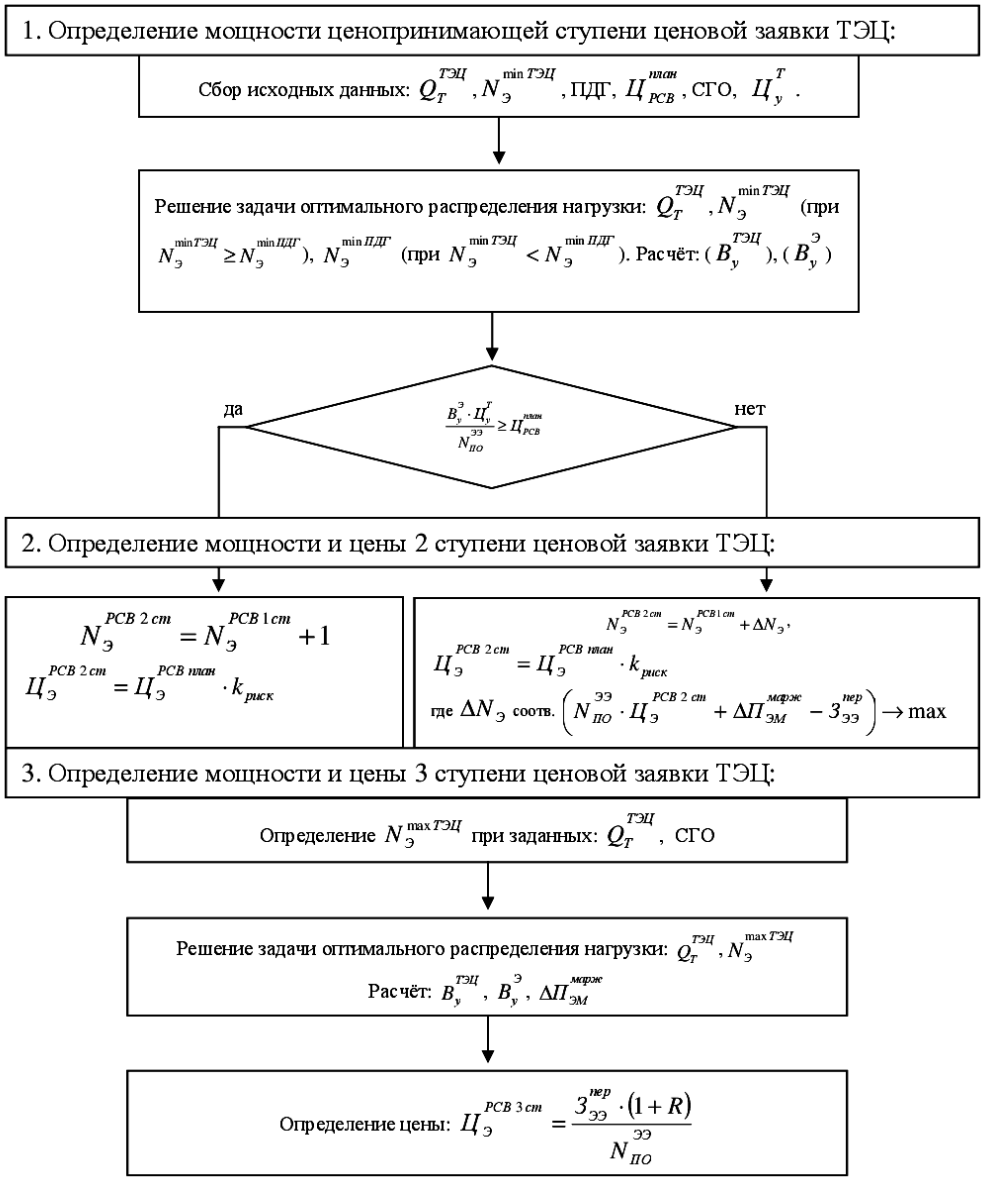


Рисунок 4.11 – Алгоритм формирования ценовой заявки ТЭС на РСВ

3. При заданной величине тепловой мощности и известном составе оборудования определить максимальную электрическую мощность ТЭС.

На данном этапе также необходимо:

3.1. Решить задачу оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок.

3.2. Определить расход топлива ТЭС.

Определить величину изменения прибыли от поставки мощности:

$$\Delta П_{ЭМ}^{маржс} = -\Delta N_{СН} \cdot Ц_{ЭМ}, \qquad (4.13)$$

где $\Delta N_{СН}$ – изменение мощности собственных нужд при увеличении электриче-

ской нагрузки с $N_{Э}^{\min ТЭЦ}$ до $N_{Э}^{\max ТЭЦ}$.

3.3. Определить цену поставки электроэнергии:

$$Ц_{Э}^{РСВ\,3\,ст} = \frac{З_{ЭЭ}^{пер} \cdot (1+R)}{N_{ПО}^{ЭЭ}}, \qquad (4.14)$$

где R – требуемый уровень рентабельности на рынке электроэнергии ($R = 10\,\%$).

Схема разработанного алгоритма формирования ценовой заявки представлена на рисунке 4.11.

4.2.2.3. Особенности оптимизации режимов при работе ТЭС на БР

БР основан на ежечасных расчетах нового диспетчерского графика в сутки Х на основе ценовых заявок генераторов и прогноза СО системных условий.

При работе электростанции неизбежно возникают отклонения фактической электрической мощности от плановых значений, представленных в заявке РСВ. Инструментом корректировки графика электрической нагрузки ТЭС является оперативная ценопринимающая заявка (далее – ОЦЗ). ОЦЗ на увеличение объемов производства содержит объем электроэнергии, до величины которого ТЭС согласна увеличить объем производства по внешней инициативе независимо от цен, формируемых в результате конкурентного отбора БР, т. е. при любой цене. ОЦЗ на снижение объемов производства содержит объем электроэнергии, до величины которого ТЭС согласна снизить объем производства по внешней инициативе независимо от цен, формируемых в результате конкурентного отбора БР. Особенностью БР является то, что цена электроэнергии (индикатор БР) задана детерминированно. Таким образом, оптимизация режима ТЭС на балансирующем рынке сводится к решению задачи по определению такой величины $\Delta N_{Э}$, при которой критерий (4.7) максимален, и подачи, соответствующей ОЦЗ. Расчёт $\Delta N_{Э}$ предлагается производить по аналогии соответствующему этапу расчёта ценовой заявки на РСВ со следующими особенностями:

– переход к новому режиму работы (реализации $\Delta N_{Э}$) должен быть осуществлён максимально быстро, т. е. количество перераспределений нагрузок

должно быть минимальным;

– должна оставаться возможность оперативного возврата в первоначальный режим при поступлении соответствующего требования со стороны СО.

В целом при рассмотрении обоснования критерия оптимизации, методик ВСВГО, алгоритмизации формирования ценовой заявки на РСВ и рационализации режимов при работе на БР необходимо говорить о методике комплексной оптимизации режимов работы на ОРЭМ.

4.2.3. Расчетная апробация методики оптимизации режимов работы ТЭС в условиях ОРЭМ

В целях апробации разработанной методики был проведен вычислительный эксперимент с фиксацией фактических режимов действующего состава оборудования ЧитТЭЦ-1 (см. рисунок 4.12). Для эксперимента выбраны два периода:

1. 09.03.2015 – сутки со среднесуточной температурой, соответствующей средней температуре отопительного периода $\approx -12^{0} C$. В сутки 09.03.2015 г. на рынке сложились цены, превышающие топливною составляющую себестоимости производства электроэнергии.

2. 28.04.2015 – сутки, в которых электрическая нагрузка постоянна, а тепловая нагрузка незначительно отклоняется в течение 4 часов. В указанные сутки на рынке сложились цены, не позволяющие компенсировать топливную составляющую себестоимости производства электроэнергии.

4.2.3.1. Формирование исходных данных для суток 09.03.2015 г.

Состав основного оборудования, готового к несению нагрузки в сутки 09.03.2015 г. с учётом технического состояния оборудования в сутки 05.03.2015 г. (дата формирования ценовой заявки на ВСВГО на 09.03.2015 г. – Х-4) и графика проведения ремонтов, приведён в таблице 4.19.

Таким образом, согласно техническому состоянию агрегатов, к несению нагрузки в сутки 09.03.2015 г. готовы: 5 ТА: ст.№ 1, 2, 4, 5, 6, ТА ст.№ 3 находится в ремонте и 11 КА, КА ст.№ 10, 11 выведены в ремонт. Расчётная температура наруж-

ного воздуха на 09.03.2015 г. составляет $\approx -12^{0} C$. Расчётная тепловая нагрузка потребителей, ТЭЦ и собственных нужд представлена в таблице 4.20.

Таблица 4.19

Состояние основного оборудования на сутки 09.03.2015 г.

Наименование, станционный номер	Тип	Возможное состояние в расчётные сутки 09.03.2015
КА, ст. № 1-9, 12, 13	БКЗ-240-100Ф	Включён/Резерв
КА, ст. № 10-11	БКЗ-220-100Ф	Ремонт
ТА, ст. № 1	ПТ-60-90 ст. № 1	Включён/Резерв
ТА, ст. № 2	ПТ-60-90 ст. № 2	Включён/Резерв
ТА, ст. № 3	Т-80-90 ст. № 3	Ремонт
ТА, ст. № 4	Т-87-90 ст. № 4	Включён/Резерв
ТА, ст. № 5	Т-87-90 ст. № 5	Включён/Резерв
ТА, ст. № 6	Р-78,8-8,7 ст. № 6	Включён/Резерв

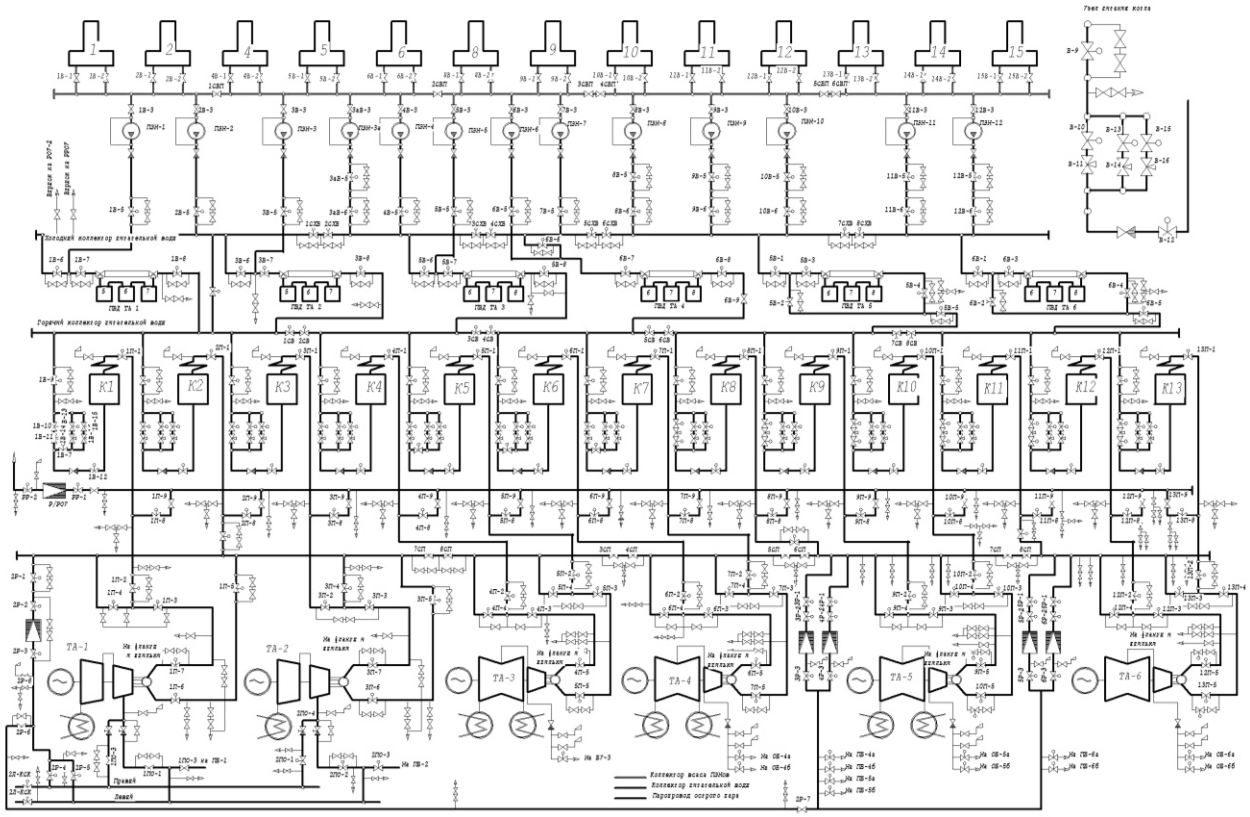


Рисунок 4.12 – Оперативная тепловая схема Читинской ТЭЦ-1

Для решения задачи оптимизации режимов ЧитТЭЦ-1 при ВСВГО и на РСВ необходимы прогнозные значения равновесных цен на рынке на сутки вперёд. Ближайшая к дате формирования ценовой заявки ВСВГО дата с известными ценами на рынке – 4.03.2015 г., ближайшая к дате формирования ценовой заявки

РСВ дата с известными ценами на рынке – 07.03.2015 г. Равновесные часовые цены на РСВ в зоне свободных перетоков электроэнергии «Чита» (далее – ЗСП Чита) за указанные периоды приведены в таблице 4.21.

Таблица 4.20

Расчётные тепловые нагрузки ЧитТЭЦ-1 09.03.2015 г.

Наименование	Тепловая нагрузка, *Гкал/ч*
Тепловая нагрузка ТЭЦ всего, в т.ч.	451,1
Теплотрасса «ТЭЦ-1 – КСК» (ТА ст. №№ 1,2) всего, в т.ч.	100,4
собственные потребители	5,1
внешние потребители	95,3
Теплотрасса «ТЭЦ-1 – Город» (ТА ст. №№ 3,4,5,6) всего, в т.ч.	350,6
собственные потребители	3,3
внешние потребители	347,3

Цена списания топлива на ЧитТЭЦ-1 в марте 2015 г. сложилась на уровне 2 113 *руб / т у.т.*

Таблица 4.21

Равновесные цены на электроэнергию на РСВ в ЗСП Чита по данным отчётов отдела коммерческой диспетчеризации ОАО «ТГК-14»

Час суток	Цена электроэнергии на РСВ, *руб./МВт·ч*		
	04.03.2015 г.	07.03.2015 г.	09.03.2015 г.
0	796,94	855,00	706,73
1	849,00	855,00	855,00
2	849,00	855,00	855,00
3	849,00	855,00	855,00
4	919,20	855,00	855,00
5	962,00	855,00	855,00
6	962,00	855,00	855,00
7	962,00	855,00	855,00
8	849,00	855,00	855,00
9	849,00	855,00	855,00
10	849,00	855,00	855,00
11	962,00	855,00	855,00
12	997,15	855,00	855,00
13	1102,17	1136,41	933,00
14	1161,96	1150,54	1102,14
15	1134,23	1100,01	933,00
16	1096,18	855,00	855,00
17	962,00	855,00	855,00
18	849,00	855,00	855,00
19	849,00	705,82	855,00
20	849,00	703,94	709,13
21	849,00	704,52	707,54
22	767,20	703,69	708,00
23	698,35	702,95	708,65
Среднее арифметическое значение за сутки	915,56	857,83	841,17

4.2.3.2. Формирование оптимальной ценовой заявки ВСВГО на сутки 09.03.2015 г.

Сформируем ценовую заявку в соответствии с алгоритмом разработанной методики.

1. Прогноз отпуска тепловой энергии от ТЭЦ сформирован на этапе сбора исходной информации. Суммарный часовой отпуск тепловой энергии от ТЭЦ 09.03.2015 г. должен составить 451,1 Гкал/ч, в том числе от ТА ст. №1, 2 – 100,4 Гкал/ч, от ТА ст. № 4, 5, 6 – 326,6 Гкал/ч. Отпуск заданного количества теплоты может быть обеспечен только при одновременной работе всех готовых к работе ТА: ст. № 1, 2, 4, 5, 6. Это означает, что по результатам ВСВГО указанным ТА будет присвоен вынужденный режим по условиям отпуска тепла потребителям.

2. Определим минимальную электрическую мощность ТА (см. таблицу 4.22).

Таблица 4.22

Минимальная электрическая мощность ТА, обеспечивающая заданный отпуск тепла

Станционный № ТА	Тип	Электрическая мощность, *МВт*	Тепловая мощность, *Гкал/ч*	Расход свежего пара, *т/ч*
1	ПТ-60-90	29	50	170
2	ПТ-60-90	29	50	170
3	Т-80-90	0	0	0
4	Т-87-90	40	118	267
5	Т-87-90	40	118	267
6	Р-78,8 -90	48	117	273
Всего		186	452	1 148

3. На этапе сбора исходных данных определена прогнозная величина цены электроэнергии на РСВ в сутки (Х-5) – ближайшая к расчётной дата с известными ценами. Среднесуточная равновесная цена за указанный период составила 915,56 руб./МВт ч.

4. Вычислим топливную составляющую себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии при определённом в таблице 4.22 режиме (см. таблицу 4.23).

5. Определённая в соответствии с методикой величина топливной составляющей себестоимости электроэнергии оказалась ниже средней ожидаемой цены на рынке на 171,3 руб./МВт ч, т. е. величина ожидаемого финансового результата от реализации электрической энергии положительна.

Следующим шагом в процедуре формирования ценовой заявки ВСВГО является выполнение итерационных расчётов, преследующих цель определения состава включённого оборудования и мощности ТА, при которых выполняется критерий оптимизации (см. рисунок 4.13).

Таблица 4.23

Расчёт топливной составляющей производства электрической энергии при выдаче минимальной электрической мощности

Наименование	Обозначениие	Размерность	Значение
Электрическая мощность	$N_э$	*МВт*	186
Тепловая мощность	$Q_т$	*Гкал/ч*	452
Расход свежего пара	D_0	*т/ч*	1 148
Расход питательной воды на КА ТЭЦ	$D_{п.в.}$	*т/ч*	1 148
Энтальпия питательной воды	$i_{п.в.}$	*кДж/кг*	921
Энтальпия свежего пара	i_0	*кДж/кг*	3 450
Расход пара в конденсатор	$D_к$	*т/ч*	230
Удельный расход тепла на отпуск электроэнергии	$q_э^{бр}$	*кДж/кВт·ч*	5 433
Расход тепла на отпуск электроэнергии нетто	$Q_э$	*МДж*	1 010 624
Выработка тепла КА	$Q_к$	*МДж*	2 938 554
Нагрузка КА	ПП		210
КПД КА брутто	$\eta_к^{бр}$	%	87
Расход условного топлива	$B_у$	*т/ч*	117,084
Увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии	$\Delta Q_{отр}$	*МДж*	1 100 723
Коэффициент увеличения расхода тепла энергетическими котлами на отпуск тепла при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям	$К_{отр\ (т)}$		2,1
Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами на отпуск тепла при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям	$К_{отр\ (к)}$		1,38
Расход электроэнергии на СН	$N_{СН}$	%	12%
Расход тепла на отпуск электроэнергии нетто	$q_э^н$	*МДж*	5 501
КПД КА нетто	$\eta_к^н$	%	82
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	$в_у^э$	*т.у.т/МВт·ч*	352,2
Цена условного топлива	$Ц_{у.т.}$	*руб./т.у.т.*	2 113
Топливная составляющая себестоимости отпуска электроэнергии	$ТСС_э$	*руб./МВт·ч*	744,2

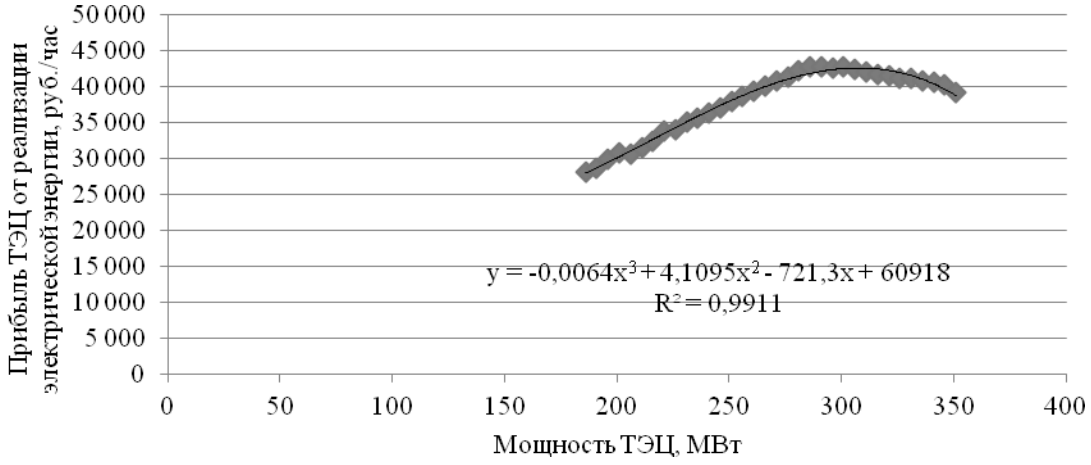


Рисунок 4.13 – Определение прибыли ТЭЦ в диапазоне допустимого изменения электрической мощности ТЭЦ

Максимальное значение прибыли от реализации электрической энергии – 42,9 *тыс. руб / ч* достигается при мощности 286 *МВт*. Указанной величине должен соответствовать заявленный график генерации (см. таблицы 4.24 и 4.25). Ступень за энергию ценовой заявки ВСВГО должна быть выше или равна максимальной цене ценовой заявки на РСВ. Исходя из этого, определим ступень за энергию как произведение максимальной топливной составляющей себестоимости отпуска электроэнергии и нормы рентабельности (1…10 %), отнесённое к отпуску электроэнергии.

На основании полученных данных сформируем ценовую заявку ВСВГО.

Таблица 4.24

Параметры ценовой заявки ВСВГО ЧитТЭЦ-1 на 09.03.2015 г.

Тип ТА, станционный номер	Статус	Ступень на энергию, *руб/МВт ч*	Ступень на пуск, *руб/МВт*
ПТ-60-90 ст. № 1	Вынужденный режим	985,6	258
ПТ-60-90 ст. № 2	Вынужденный режим	985,6	258
Т-80-90 ст. № 3	Ремонт	-	-
Т-87-90 ст. № 4	Вынужденный режим	824,7	218
Т-87-90 ст. № 5	Вынужденный режим	824,7	218
Р-78,8-90 ст. № 6	Вынужденный режим	767,4	241
Всего ТЭЦ		849,5	-

Таблица 4.25

Параметры ценовой заявки ВСВГО ЧитТЭЦ-1 на 09.03.2015 г.

Наименование	Значение
Максимум включённой мощности ТЭЦ	372,8
Минимум включённой мощности ТЭЦ	186
Теплофикационный максимум ТЭЦ	350
Теплофикационный минимум ТЭЦ	186
Суммарный холодный резерв	80
Заявленный график генерации	286

По результатам выполненной оптимизации в процедуре ВСВГО будут отобраны ТА ст. № 1, 2, 4, 5, 6 – агрегаты, которым присвоен вынужденный режим по условиям отпуска тепла потребителям. Заявленный режим генерации соответствует режиму, при котором прибыль ТЭЦ максимальна.

4.2.3.3. Формирование оптимальной ценовой заявки РСВ на сутки 09.03.2015 г.

В соответствии с выполненным выше расчётом ценовой заявки ВСВГО на 09.03.2015 г. определены минимальные и максимальные значения мощности ТЭЦ, соответствующие $N_Э^{\min ПДГ}$ и $N_Э^{\max ПДГ}$.

Прогнозное значение тепловой нагрузки ТЭЦ определено на этапе сбора исходных данных (см. таблицу 4.20).

Среднесуточная цена на электроэнергию в сутки 07.03.2015 г. (ближайшая известная дата к дате формирования ценовой заявки) отклонилась от цены, использованной в расчёте ЦЗ ВСВГО, на $57{,}73\ руб.$ в сторону снижения (см. таблицу 4.21). С учётом отклонения цены итерационный расчёт соответствий мощности и финансового результата ТЭЦ требует актуализации, при выполнении расчёта необходимо соблюсти условие (4.9) (см. рисунок 4.14).

В ходе разработки методики определено, что при значительном ($> 20\ МВт$) отклонении второй ступени РСВ от ценопринимающей ступени целесообразно увеличить мощность ступени ценопринимания для исключения излишней пилообразности диспетчерского графика.

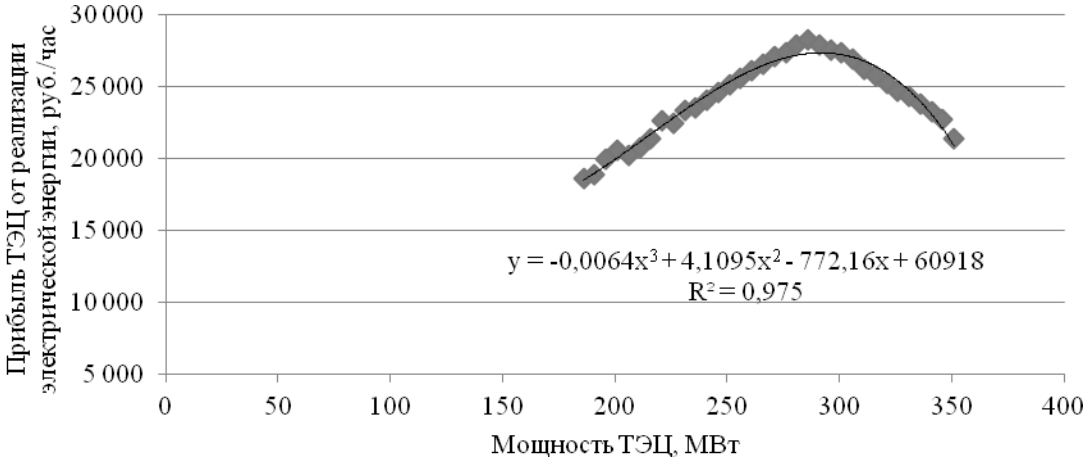


Рисунок 4.14 – Определение прибыли ТЭЦ в диапазоне допустимого изменения электрической мощности ТЭЦ

В соответствии с разработанным алгоритмом (см. рисунок 4.11), на основании полученных данных, составим ценовую заявку на РСВ для суток 09.03.2015 г., параметры ценовой заявки представлены в таблице 4.26.

Таблица 4.26

Параметры ценовой заявки РСВ ЧитТЭЦ-1 на 09.03.2015 г.

Наименование	Мощность, *МВт*	B_y^2, *г / кВт · ч*	Цена, *руб. / МВт · ч*
Первая (ценопринимающая) ступень	266	-	-
Вторая ступень	286	346,6	772,0
Третья ступень	350	363,8	849,5

4.2.3.4. Оценка экономического эффекта от оперативной оптимизации режима ЧитТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г.

Оценить экономический эффект ЧитТЭЦ-1 на ОРЭМ, получение которого возможно в результате оперативного управления режимами, предлагается путём сопоставления фактических показателей работы с показателями, которые сложились бы в случае управления режимами работы с использованием разработанных методик.

В Приложении А представлены среднечасовые электрические и тепловые нагрузки ТА ЧитТЭЦ-1, приведены расчётные величины удельного расхода топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию. Используя исходные данные о сложившихся в сутки 09.03.2015 г. ценах на электроэнергию на РСВ и

цене списания условного топлива, вычислим финансовые результаты ТЭЦ на ОРЭМ за указанные сутки. Результаты вычислений приведены в таблице 4.27.

Таблица 4.27

Технико-экономические показатели ЧитТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г.

Наименование	Единица измерения	Значение по ТЭЦ-1 за сутки 09.03.2015
Цена электроэнергии средневзвешенная	*руб./МВт·ч*	848,1
Выручка от реализации электроэнергии	тыс. руб.	5 033
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	*г/кВт·ч*	358,61
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	*кг/Гкал*	147,3
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	*Гкал*	10 517
Отпуск электрической энергии с шин	*МВт·ч*	5 935
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	*т.у.т.*	2 128
Расход условного топлива на отпуск тепла	*т.у.т.*	1 521
Затраты на топливо, отнесённые на электроэнергию	тыс. руб.	4 497
Затраты на топливо, отнесённые на тепло	тыс. руб.	3 213
Финансовый результат от реализации электроэнергии	тыс. руб.	537

Таким образом, за рассмотренные сутки финансовый результат ТЭЦ от реализации электроэнергии составил в сумме $537\ тыс.\ руб.$ Результат решения задачи оптимального распределения нагрузок ЧитТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г. приведён в Приложении Б. По данным приложения произведён расчёт технико-экономических показателей ТЭЦ за сутки 09.03.2015 г. при оптимальном распределении тепловой и электрической нагрузки между ТА. Результаты вычислений и расчёт отклонений от фактических величин приведены в таблице 4.28.

По данным таблицы 4.28 видно, что оптимизация режима работы ЧитТЭЦ-1 по разработанной методике в рамках торговых суток 09.03.2015 г. позволила бы сократить удельный расход условного топлива, отнесённого на отпуск электрической энергии, на $5{,}9\ г/кВт\cdot ч$, что привело бы к сокращению затрат на топливо на $74\ тыс.\ руб./сутки$ $(1{,}7\ \%)$. На указанную величину сокращения затрат произошёл бы прирост прибыли ТЭЦ.

Таблица 4.28

Технико-экономические показатели ЧитТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г. при оптимальном распределении нагрузок

Наименование	Единица измерения	Значение по ТЭЦ-1 за сутки 09.03.2015		
		Факт	Оптим.	Откл.
Цена электроэнергии средневзвешенная	*руб./МВт·ч*	848,1	848,1	0
Выручка от реализации электроэнергии	тыс. руб.	5 033	5 034	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	*г/кВт·ч*	358,61	352,71	-5,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	*кг/Гкал*	147,3	147,0	-0,3
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	*Гкал*	10 517	10 517	0
Отпуск электрической энергии с шин	*МВт·ч*	5 935	5 935	0
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	*т.у.т.*	2 128	2 093	-35
Расход условного топлива на отпуск тепла	*т.у.т.*	1 521	1 518	-3
Затраты на топливо, отнесённые на электроэнергию	тыс. руб.	4 497	4 423	-74
Затраты на топливо, отнесённые на тепло	тыс. руб.	3 213	3 207	-6
Финансовый результат от реализации электроэнергии	тыс. руб.	537	611	74

4.2.3.4. Оптимизация финансового результата ТЭЦ на БР путём подачи ОЦЗ на увеличение объёма производства

Как уже упоминалось, задача оптимизации ТЭЦ на БР сводится к определению такого значения $\Delta N_Э$, при которой прибыль ТЭЦ максимальна. Оптимизация производится путём подачи ОЦЗ.

Сопоставив фактическую цену реализации электроэнергии 09.03.2015 г. (см. таблицу 4.21) и топливную составляющую себестоимости, вычисленную по данным Приложения Б, рассчитаем удельную величину прибыли от реализации электрической энергии за каждый час суток. Результаты расчёта представлены графически на рисунке 4.15.

Результат расчёта показал, что максимальное значение прибыли будет достигнуто при увеличении отпуска электроэнергии до $290\ МВт$. Прирост прибыли при указанном увеличении мощности составит $6{,}5\ тыс.\ руб./ч.$ Таким образом, оперативная ценопринимающая заявка должна содержать информацию о готовно-

сти ТЭЦ увеличить мощность на 40 *МВт* от текущего графика нагрузки.

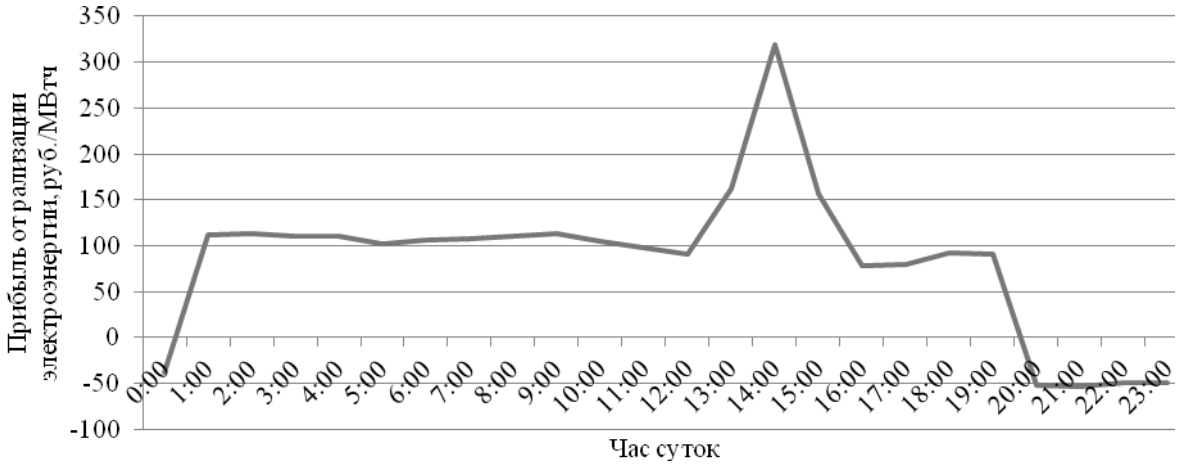


Рисунок 4.15 – Удельная величина прибыли от реализации электрической энергии на ОРЭМ 09.03.2015 г.

В качестве примера рассмотрим расчёт второго часа суток (см. рисунок 4.16). Удельная величина прибыли от реализации электроэнергии за указанный час составляла 112 $руб./МВт \cdot ч$, электрическая нагрузка на клеммах генераторов – 249,5 *МВт*, электрическая нагрузка собственных нужд ТЭЦ – 29,7 *МВт*.

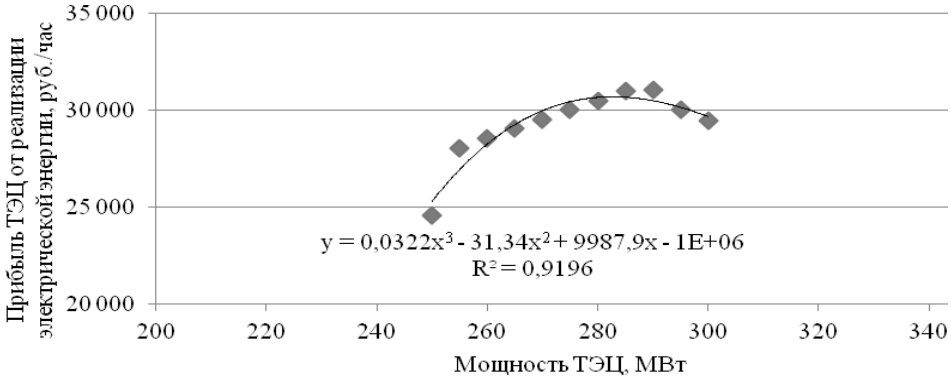


Рисунок 4.16 – Определение прибыли ТЭЦ для второго часа суток 09.03.2015 г. при изменении мощности

Выполненные расчёты показали, что предложенная методика оптимизации режима работы ТЭЦ на БР, реализуемая с использованием разработанной программы, позволяет оперативно находить оптимальное распределение нагрузок между ТА и формировать ценовые заявки. Кроме того, разработанная программа

является удобными инструментом оперативного планирования и ведения режима работы.

4.2.3.5. Оценка годового экономического эффекта

В ходе апробации разработанной методики произведена оптимизация режимов ЧитТЭЦ-1 на каждом этапе работы на ОРЭМ. Сумма экономического эффекта, который может быть получен от использования разработанной методики, складывается из следующих составляющих:

1. Экономический эффект, заключающийся в экономии топливных затрат за счёт оптимизации состава оборудования, отобранного в процедуре ВСВГО.

2. Экономический эффект, заключающийся в увеличении финансового результата ТЭЦ от реализации электроэнергии и мощности на ОРЭМ в результате оптимизации графика электрической нагрузки за счёт подачи оптимальных ценовых заявок ВСВГО и РСВ.

3. Экономический эффект от оптимизации финансовых результатов ТЭЦ на балансирующем рынке за счёт подачи оперативных ценопринимающих заявок.

4. Экономический эффект, складывающийся в результате такого распределения тепловой и электрической нагрузок между параллельно работающими ТА, в текущем часе (оперативно), при котором расход топлива минимален.

Состав оборудования, определённый с использованием разработанной методики, соответствовал составу оборудования, определённому в ходе ВСВГО в реальных условиях. В связи с этим экономический эффект за счёт оптимизации состава включённого оборудования равен нолю, т. е. функционирующая в ПАО «ТГК-14» стратегия формирования заявок ВСВГО позволяет отбирать оптимальный состав включённого оборудования. Прочие составляющие экономического эффекта выполнены путём последовательного применения методики к фактическим показателям работы ЧитТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г. и 26.04.2015 г., при этом оценка влияния каждого фактора на финансовый результат осуществлялась методом цепных подстановок, что позволяет корректно оценить сумму совокупного влияния применения методики на финансовый результат ЧитТЭЦ-1. Расчёт

составляющих потенциального к получению суммарного экономического эффекта по суткам 09.03.2015 и 26.04.2015 представлен в таблице 4.29.

Совокупное изменение финансового результата ЧитТЭЦ-1 в случае использования разработанной методики оптимизации режимов могло составить $+121$ *тыс. руб./сутки* 09.03.2015 г. и $+38$ *тыс. руб./сутки* 26.04.2015 г.

Таким образом, методика показала свою эффективность как в сутки, когда топливная составляющая себестоимости отпуска электроэнергии превышает среднесуточную равновесную цену электроэнергии на рынке (26.04.2015), так и в сутки, когда топливная составляющая себестоимости находится ниже среднесуточной отпускной цены электроэнергии (09.03.2015).

Подтверждённая универсальность методики позволяет говорить о возможности трансляции результатов её применения на любой период.

Оценка применения комплексной методики оптимизации режимов работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ определила повышение рентабельности реализации электрической энергии на 1,56 %. Величина годового экономического эффекта от использования разработанной методики на ЧитТЭЦ-1 составила 18,7 *млн руб.* (при средней за 2012–2014 гг. выручке от реализации электроэнергии 1200 *млн руб.*).

Таблица 4.29

Расчёт совокупного экономического эффекта от оптимизации режимов ЧитТЭЦ-1

Наименование показателей	Единица измерения	Период	
		09.03.2015	26.04.2015
I. Оптимизация состава включённого оборудования			
Изменение отпуска электроэнергии	тыс. $кВт \cdot ч$	0	0
Изменение расхода топлива	$т\ у.т.$	0	0
Изменение выручки от реализации э/э	тыс. руб.	0	0
Изменение затрат на топливо	тыс. руб.	0	0
Изменение финансового результата	тыс. руб.	0	0
II. Оптимизация графика эл. нагрузки путём подачи оптимальных ценовых заявок			
Изменение отпуска электроэнергии	тыс. $кВт \cdot ч$	158	-528
Изменение расхода топлива	$т\ у.т.$	39	-167
Изменение выручки от реализации э/э	тыс. руб.	104	-348
Изменение затрат на топливо	тыс. руб.	83	-353
Изменение финансового результата	тыс. руб.	21	5
III. Оптимизация финансового результата на балансирующем рынке			
Изменение отпуска электроэнергии по ОЦЗ	тыс. $кВт \cdot ч$	163	85
Изменение расхода топлива	$т\ у.т.$	58	31
Изменение выручки от реализации э/э	тыс. руб.	143	68
Изменение затрат на топливо	тыс. руб.	122	65
Изменение финансового результата	тыс. руб.	21	4
IV. Оптимальное распределение нагрузок в «текущем часе»			
Изменение отпуска электроэнергии	тыс. $кВт \cdot ч$	0	0
Изменение отпуска тепловой энергии	$Гкал$	0	0
Изменение расхода топлива на отпуск э/э	$т\ у.т.$	-35	-12
Изменение расхода топлива на отпуск т/э	$т\ у.т.$	-3	-1
Изменение выручки от реализации э/э	тыс. руб.	0	0
Изменение затрат на топливо на э/э	тыс. руб.	-74	-26
Изменение затрат на топливо на т/э	тыс. руб.	-6	-3
Изменение финансового результата	тыс. руб.	79	28
V. Совокупное влияние факторов Σ (I; II; III; IV)			
Изменение выручки от реализации э/э	тыс. руб.	246	-279
Изменение затрат на топливо	тыс. руб.	125	-317
Изменение финансового результата	тыс. руб.	121	38

4.3. Выводы по главе 4

1. Предложены методы повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ за счет совершенствования потокораспределения в тепловых схемах ТЭС.

2. Внедрение предложенных способов на ХарГРЭС показало их высокую эффективность. Фактический экономический эффект превысил 8 *млн руб./год*.

3. Разработаны алгоритм и методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС в современных условиях её функционирования на ОРЭМ, реализованный в комплексе программ для ЭВМ, основанном на декомпозиции модели, позволяющие, используя возможности современных вычислительных систем с высокой скоростью, находить решение:

– по выбору состава включённого генерирующего оборудования;

– по определению оптимальной загрузки ТЭЦ на РСВ и формирования оптимальных ценовых заявок;

– по оптимизации финансового результата при оперативном перераспределении тепловой и электрической энергии между ТА и при поставке электроэнергии на балансирующий рынок.

4. Внедрение предложенных режимных методов на ряде СЦТ населенных пунктов Забайкальского края показало их высокую эффективность. Фактический эффект от внедрения только условно беззатратных (режимных) мероприятий составил более 18 *млн руб./год*.

ГЛАВА 5. МАЛОЗАТРАТНЫЕ МЕТОДЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СЦТ

Теплоснабжение сегодня – одна из наиболее затратных частей коммунального хозяйства. Обеспечение качественного и энергоэффективного теплоснабжения является ее основной задачей [10]. В главе 1 было показано, что фактический расход топлива на отопление в РФ значительно превышает необходимую потребность, что обуславливает наличие значительного количества неиспользуемых вторичных энергетических ресурсов. Помимо низкого уровня теплозащиты зданий [380–382], большой протяженности тепловых сетей и плохой их теплоизоляции при высоких температурах сетевой воды [383–386], а также недопустимого уровня утечек [61], существует ряд режимных причин этого (показаны в главе 1).

Весьма отрицательное влияние на экономию топлива в системах городского теплоснабжения от ТЭЦ и районных котельных оказывает отсутствие индивидуальных теплосчетчиков у потребителей [61, 387, 388]. Расчеты за потребляемую теплоту производятся по счетчикам, установленным на коллекторе ИТ. При этом владельцы ИТ, как и персонал эксплуатационных организаций, оказываются абсолютно незаинтересованными в сокращении транспортных тепловых потерь в трубопроводах и других элементах системы теплоснабжения [61]. Требования [389] определяют массовое применение узлов учета тепловой энергии у потребителей, что спровоцирует владельцев ИТ (для увеличения прибыли и выполнения «плана выработки теплоты») поддерживать сверхнормативный отпуск тепловой энергии в сеть. Повсеместная установка САР на присоединяемых потребителях тепловой энергии дополнится их массовой установкой на уже функционирующих объектах, что в значительной степени изменит гидравлические характеристики сетей.

Для решения проблемы ненормативного отпуска тепла потребителям необходим некий универсальный подход к наладке и регулированию систем теплоснабжения, основанный на анализе функционирования тепловых сетей и потребителей тепла. Систему «ИТ – тепловая сеть – потребители тепла» следует

рассматривать как единый динамичный во времени объект. Любое изменение состояния данного объекта в результате внешних воздействий или внутренних процессов должно быть заранее спрогнозировано, проведен расчет нового состояния и сделаны выводы по оптимальному с точки зрения удовлетворения потребностей потребителей регулированию отпуска тепла и электроэнергии. Кроме того, анализ возможных состояний системы позволит сделать выводы по изменению схемы и автоматики тепловой сети с целью уменьшения разрегулировки потребителей и повышения устойчивости всей системы.

Основное преимущество ТЭЦ перед конденсационными станциями заключается в экономически более выгодной выработке электроэнергии на тепловом потреблении. Следовательно, мероприятия по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности СЦТ на основе малозатратных способов использования ВЭР в СЦТ, а также режимных методов могут быть отнесены к самым малозатратным энергосберегающим технологиям. В главе 5 рассмотрены такие способы (в том числе [390]), реализованные в программах для ЭВМ [360, 361, 362]. При этом для разработки методики оптимизации суточного графика центрального регулирования отпуска теплоты от ТЭС рассмотрена модель температурного запаздывания в СЦТ. Кроме того, в главе рассматривается повышение эффективности и увеличение располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения СЦТ за счет внедрения малозатратных методов повышения эффективности потребителей тепловой энергии и использования теплонасосных установок в тепловых сетях (см. патенты [409, 412]).

5.1. Математическое обеспечение методов построения суточного графика центрального регулирования отпуска теплоты от ТЭС

5.1.1. Моделирование температурного запаздывания в СЦТ с учётом теплоаккумулирующих свойств тепловых сетей и потребителей тепловой энергии

Поскольку тепловые сети и потребители тепла характеризуются значи-

тельными теплоаккумулирующими свойствами и сложной конфигурацией, то для оптимизации суточного графика центрального регулирования отпуска теплоты от ТЭЦ необходимо разработать модель инерционного запаздывания. При этом искомым параметром является распределение температуры сетевой воды по трубопроводу и в принятом для расчета отапливаемом помещении в зависимости от времени. В качестве исходных данных принимается исходное теплогидравлическое состояние сети и принятого для расчета отапливаемого помещения в начальный момент времени и их теплофизические характеристики.

Моделирование температурного запаздывания в тепловых сетях с учётом их теплоаккумулирующих свойств и многовариантной конфигурации

Рассмотрим транспортное запаздывание на участке тепловых сетей в форме теплового баланса потока сетевой воды на конце участка тепловых сетей при температурном возмущении на его начале с учетом следующих допущений и ограничений:

– транспортное запаздывание на участке тепловых сетей будем рассматривать по модели идеального смешения, в форме теплового баланса потока сетевой воды на конце участка тепловых сетей при температурном возмущении на его начале;

– учет потерь теплоты будем осуществлять согласно методике [50];

– плотность, теплоемкость и линейные потери теплоты принимаем не зависящими от температуры теплоносителя (вследствие незначительности их изменения в рассматриваемом диапазоне температур);

– учет теплоаккумулирующих свойств объема сетевой воды учитывается в модели смешения, теплоаккумулирующие свойства самих трубопроводов и изоляции не учитываются вследствие незначительности данного влияющего фактора.

С учетом перечисленных ограничений транспортное запаздывание можно записать в следующей форме [373 – 375]:

$$V_1 \cdot c_P \cdot \rho_B \cdot dt_1 = -\upsilon_1 \cdot c_P \cdot \rho_B \cdot \left(t_1 - t_1^y\right) \cdot d\tau, \qquad (5.1)$$

где t_1 – температура воды на конце участка тепловых сетей в момент времени

$d\tau$;

ρ_B – плотность воды;

t_1^y – температура воды на конце участка тепловых сетей в момент времени $\tau \to \infty$;

c_P – теплоемкость воды;

V_1 – объём участка теплосети;

υ_1 – объёмный расход воды на участке.

Применяя методику [50], можно учесть теплопотери на рассматриваемом участке, записав уравнение баланса теплоты в установившемся режиме:

$$\left(t_0 - t_1^y\right) \cdot \upsilon_1 \cdot c_P \cdot \rho_B = K_1 \cdot \pi \cdot l_1 \cdot (1 + \mu_1) \cdot \left(\bar{t}_1^y - t_н\right), \quad (5.2)$$

где t_0 – температурное возмущение в начале участка тепловых сетей;

$\bar{t}_1^y$ – средняя температура сетевой воды на участке тепловых сетей;

μ_1 – коэффициент местных потерь теплоты участка тепловых сетей;

$K_1 \cdot \pi$ – линейные потери теплоты;

l_1 – длина трубопровода участка тепловых сетей.

Решая уравнение (5.2) относительно t_1^y с учётом того, что $\bar{t}_1^y = \frac{t_1^y + t_0}{2}$, получаем следующее:

$$t_1^y = t_0 \cdot \frac{2 - \varepsilon_{TC1}}{2 + \varepsilon_{TC1}} + 2 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC1}}{2 + \varepsilon_{TC1}}, \quad (5.3)$$

где $\varepsilon_{TC1} = \frac{K_1 \cdot \pi \cdot l_1 \cdot (1 + \mu_1)}{\upsilon_1 \cdot c_P \cdot \rho_B}$ – безразмерный комплекс, характеризующий отношение потерь теплоты через тепловую изоляцию участка теплосети к потоку, проходящему через неё.

С учётом (5.3) уравнение (5.1) можно записать так:

$$V_1 \cdot c_P \cdot \rho_B \cdot dt_1 = -\upsilon_1 \cdot c_P \cdot \rho_B \cdot \left(t_1 - t_0 \cdot \frac{2 - \varepsilon_{TC1}}{2 + \varepsilon_{TC1}} - 2 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC1}}{2 + \varepsilon_{TC1}} \right) \cdot d\tau. \quad (5.4)$$

Или в форме однородного дифференциального уравнения первой степени

$$\begin{cases} q_1 \;\; t_1' = f_1 \;\; t_1 + \phi_1; \\ \phi_1 = -\left(t_0 \dfrac{2-\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} + 2t_н \dfrac{\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} \right); \\ f_1 = 1; \\ q_1 = -\dfrac{1}{\varphi_1}; \\ t_1' = \dfrac{dt_1}{d\tau}; \end{cases} \tag{5.5}$$

где $\varphi_1 = \dfrac{\upsilon_1}{V_1}$ – относительный расход.

Решение уравнения (5.5) записывается в следующем виде [376]:

$$\begin{cases} t_1 = C \cdot e^F + e^F \cdot \int \left(e^{-F} \cdot \dfrac{\phi_1}{q_1} \right) d\tau; \\ F = \int \left(\dfrac{f_1}{q_1} \right) d\tau; \end{cases} \tag{5.6}$$

где C – константа интегрирования.

Поскольку ϕ_1, f_1 и q_1 не зависят от времени, то:

$$F = \frac{f_1}{q_1} \cdot \tau. \tag{5.7}$$

Тогда температура воды на конце участка тепловых сетей может быть определена как:

$$t_1 = C \cdot e^{\frac{f_1}{q_1}\tau} + e^{\frac{f_1}{q_1}\tau} \cdot \int \left(e^{-\frac{f_1}{q_1}\tau} \cdot \frac{\phi_1}{q_1} \right) d\tau. \tag{5.8}$$

После интегрирования

$$t_1 = C \cdot e^{\frac{f_1}{q_1}\tau} - \frac{\phi_1}{f_1}. \tag{5.9}$$

Задав начальные условия при $\tau = 0 \to t_1 = t_1^н$, получаем:

$$C = t_1^н + \frac{\phi_1}{f_1}. \tag{5.10}$$

Тогда выражение (5.9) принимает следующий вид:

$$t_1 = \left(t_1^н + \frac{\phi_1}{f_1} \right) \cdot e^{\frac{f_1}{q_1}\tau} - \frac{\phi_1}{f_1}. \tag{5.11}$$

А при подстановке выражений из (5.5)

$$t_1 = \left(t_1^н - t_0 \cdot \frac{2-\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} - 2 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} \right) \cdot e^{-\varphi_1 \tau} + t_0 \cdot \frac{2-\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} + 2 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}}; \quad (5.12)$$

$$t_1 = t_0 \cdot \frac{2-\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} \cdot \left(1 - e^{-\varphi_1 \tau}\right) + t_1^н \cdot e^{-\varphi_1 \tau} + 2 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC1}}{2+\varepsilon_{TC1}} \cdot \left(1 - e^{-\varphi_1 \tau}\right). \quad (5.13)$$

Для моделирования нестационарного теплового режима тепловых сетей с учетом их теплоаккумулирующих свойств и многовариантной конфигурации необходимо рассмотреть тепловой режим комплекса последовательных участков от ИТ до конкретного потребителя. Рассмотрим решение данной задачи в приближенном виде через усредненные параметры теплосети. Для этого необходимо получить решение в виде $t_{n_{TC}} = f(t_0, \tau)$ уравнения

$$\sum_{i=1}^{n_{TC}} \frac{1}{\varphi_i} \cdot dt_{n_{TC}} = -\left(t_{n_{TC}} - t_{n_{TC}}^{y}\right) \cdot d\tau. \quad (5.14)$$

Величина $t_{n_{TC}}^{y}$ может быть найдена из решения системы вспомогательных балансов:

$$\begin{cases} \left(t_0 - t_1^y\right) \upsilon_1 \, c_P \, \rho_B = K_1 \, \pi \, l_1 \, (1+\mu_1) \left(\bar{t}_1^{\,y} - t_н\right); \\ \left(t_1 - t_2^y\right) \upsilon_2 \, c_P \, \rho_B = K_2 \, \pi \, l_2 \, (1+\mu_2) \left(\bar{t}_2^{\,y} - t_н\right); \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ \left(t_{n_{TC}-1} - t_{n_{TC}}^y\right) \upsilon_{n_{TC}} \, c_P \, \rho_B = K_{n_{TC}} \, \pi \, l_{n_{TC}} \, (1+\mu_{n_{TC}}) \left(\bar{t}_{n_{TC}}^{\,y} - t_н\right). \end{cases} \quad (5.15)$$

Система (5.15) преобразуется с учётом перехода к безразмерному комплексу

$$\begin{cases} \left(t_0 - t_1^y\right) = \varepsilon_{TC(1)} \cdot \left(\bar{t}_1^{\,y} - t_н\right); \\ \left(t_1 - t_2^y\right) = \varepsilon_{TC(2)} \cdot \left(\bar{t}_2^{\,y} - t_н\right); \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ \left(t_{n_{TC}-1} - t_{n_{TC}}^y\right) = \varepsilon_{TC(n_{TC})} \cdot \left(\bar{t}_{n_{TC}}^{\,y} - t_н\right). \end{cases} \quad (5.16)$$

Система (5.16) преобразуется в рекуррентное соотношение

$$\begin{cases} t_1^y = t_0 \dfrac{2-\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}} + 2\, t_н \dfrac{\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}}; \\ t_2^y = t_1^y \dfrac{2-\varepsilon_{TC(2)}}{2+\varepsilon_{TC(2)}} + 2\, t_н \dfrac{\varepsilon_{TC(2)}}{2+\varepsilon_{TC(2)}}; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ t_{n_{TC}}^y = t_{n_{TC}-1}^y \dfrac{2-\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} + 2\, t_н \dfrac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}}. \end{cases} \quad (5.17)$$

Решение соотношения (5.17) было получено в следующем виде:

$$t^{y}_{n_{TC}} = t_0 \cdot \prod_{i=1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] + 2 \cdot t_н \cdot \left(\sum_{i=1}^{n_{TC}-1} \prod_{j=i+1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(j)}}{2+\varepsilon_{TC(j)}} \cdot \frac{\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] + \frac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} \right). \quad (5.18)$$

С учётом (5.18) уравнение (5.14) принимает следующий вид:

$$\begin{cases} q_{n_{TC}} \cdot t'_{n_{TC}} = f_{n_{TC}} \cdot t_{n_{TC}} + \phi_{n_{TC}}(t_0); \\ q_{n_{TC}} = -\sum_{i=1}^{n_{TC}} \frac{1}{\varphi_i}; \\ f_{n_{TC}} = 1; \\ t'_{n_{TC}} = \frac{dt_{n_{TC}}}{d\tau}; \\ \phi_{n_{TC}}(t_0) = -\left(\begin{array}{l} t_0 \cdot \prod_{i=1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] + \\ + 2 \cdot t_н \cdot \left(\sum_{i=1}^{n_{TC}-1} \prod_{j=i+1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(j)}}{2+\varepsilon_{TC(j)}} \cdot \frac{\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] + \frac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} \right) \end{array} \right). \end{cases} \quad (5.19)$$

С учётом принятых начальных условий $\tau = 0 \to t_{n_{TC}} = t^{н}_{n_{TC}}$ решение уравнения (5.19) по аналогии с (5.11) равно:

$$\begin{aligned} t_{n_{TC}} = t^{н}_{n_{TC}} \cdot \exp\left(-\frac{1}{\sum_{i=1}^{n_{TC}} \frac{1}{\varphi_i}} \cdot \tau \right) + \left(1 - \exp\left(-\frac{1}{\sum_{i=1}^{n_{TC}} \frac{1}{\varphi_i}} \cdot \tau \right) \right) \cdot \left(t_0 \cdot \prod_{i=1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] \right) + \\ + \left(1 - \exp\left(-\frac{1}{\sum_{i=1}^{n_{TC}} \frac{1}{\varphi_i}} \cdot \tau \right) \right) \cdot \left(2 \cdot t_н \cdot \left(\sum_{i=1}^{n_{TC}-1} \prod_{j=i+1}^{n_{TC}} \left[\frac{2-\varepsilon_{TC(j)}}{2+\varepsilon_{TC(j)}} \cdot \frac{\varepsilon_{TC(i)}}{2+\varepsilon_{TC(i)}} \right] + \frac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} \right) \right). \end{aligned} \quad (5.20)$$

Точное решение задачи моделирования нестационарного теплового режима тепловых сетей с учётом их теплоаккумулирующих свойств и многовариантной конфигурации (необходимо рассмотреть тепловой режим комплекса последовательных участков от ИТ до конкретного потребителя) может быть получено при решении рекуррентно связанной системы n_{TC} дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} q_1 \cdot \dfrac{dt_1}{d\tau} = f_1 \cdot t_1 + \phi_1(t_0); \\ q_2 \cdot \dfrac{dt_2}{d\tau} = f_2 \cdot t_2 + \phi_2(t_1); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ q_{n_{TC}} \cdot \dfrac{dt_{n_{TC}}}{d\tau} = f_{n_{TC}} \cdot t_{n_{TC}} + \phi_{n_{TC}}(t_{n_{TC}-1}); \end{cases} \tag{5.21}$$

где

$$\begin{cases} \phi_1(t_0) = -\left(t_0 \cdot \dfrac{2-\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}} + 2 \cdot t_н \cdot \dfrac{\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}} \right); \\ \phi_2(t_1) = -\left(t_1 \cdot \dfrac{2-\varepsilon_{TC(2)}}{2+\varepsilon_{TC(2)}} + 2 \cdot t_н \cdot \dfrac{\varepsilon_{TC(2)}}{2+\varepsilon_{TC(2)}} \right); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \phi_{n_{TC}}(t_{n_{TC}-1}) = -\left(t_{n_{TC}-1} \cdot \dfrac{2-\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} + 2 \cdot t_н \cdot \dfrac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}} \right); \end{cases} \tag{5.22}$$

$$f_1 = f_2 = \cdots = f_{n_{TC}} = 1; \tag{5.23}$$

$$\begin{cases} q_1 = -\dfrac{1}{\varphi_1}; \\ q_2 = -\dfrac{1}{\varphi_2}; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots \\ q_{n_{TC}} = -\dfrac{1}{\varphi_{n_{TC}}}. \end{cases} \tag{5.24}$$

Помимо системы (5.21) используется система вспомогательных балансов

$$\begin{cases} \left(t_0 - t_1^y\right) \cdot \upsilon_1 \cdot c_P \cdot \rho_B = K_1 \cdot \pi \cdot l_1 \cdot (1+\beta_1) \cdot \left(\bar{t}_1^y - t_н\right); \\ \left(t_1 - t_2^y\right) \cdot \upsilon_2 \cdot c_P \cdot \rho_B = K_2 \cdot \pi \cdot l_2 \cdot (1+\beta_2) \cdot \left(\bar{t}_2^y - t_н\right); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \left(t_{n_{TC}-1} - t_{n_{TC}}^y\right) \cdot \upsilon_{n_{TC}} \cdot c_P \cdot \rho_B = K_{n_{TC}} \cdot \pi \cdot l_{n_{TC}} \cdot \left(1+\beta_{n_{TC}}\right) \cdot \left(\bar{t}_{n_{TC}}^y - t_н\right); \end{cases} \tag{5.25}$$

а также система начальных условий

$$\tau = 0 \rightarrow \begin{cases} t_1 = t_1^н; \\ t_2 = t_2^н; \\ \ldots\ldots \\ t_{n_{TC}} = t_{n_{TC}}^н. \end{cases} \tag{5.26}$$

С учётом (5.22–5.25) система (5.21) может быть преобразована к линейному виду:

$$\begin{cases} t_1' = A_1 \cdot t_1 + (\alpha_1 \cdot t_0 + \beta_1); \\ t_2' = A_2 \cdot t_2 + (\alpha_2 \cdot t_1 + \beta_2); \\ t_3' = A_3 \cdot t_3 + (\alpha_3 \cdot t_2 + \beta_3); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ t_{n_{TC}}' = A_{n_{TC}} \cdot t_{n_{TC}} + (\alpha_{n_{TC}} \cdot t_{(n_{TC}-1)} + \beta_{n_{TC}}); \end{cases} \quad (5.27)$$

где $A_1,\ldots,A_N$, $\alpha_1,\ldots,\alpha_N$, $\beta_1,\ldots,\beta_N$ – константы, определяемые параметрами тепловой сети и ее тепловой изоляции:

$$A_1,\ldots,A_{n_{TC}} = -\varphi_1,\ldots,-\varphi_{n_{TC}}; \quad (5.28)$$

$$\alpha_1 \ldots \alpha_{n_{TC}} = \varphi_1 \cdot \frac{2-\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}},\ldots,\varphi_{n_{TC}} \cdot \frac{2-\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}}; \quad (5.29)$$

$$\beta_1,\ldots,\beta_{n_{TC}} = 2 \cdot \varphi_1 \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC(1)}}{2+\varepsilon_{TC(1)}},\ldots,2 \cdot \varphi_{n_{TC}} \cdot t_н \cdot \frac{\varepsilon_{TC(n_{TC})}}{2+\varepsilon_{TC(n_{TC})}}; \quad (5.30)$$

$t_1' = \frac{dt_1}{d\tau},\ldots,t_{n_{TC}}' = \frac{dt_{n_{TC}}}{d\tau}$ – производные первой степени.

Частным решением системы (5.27), обусловленным системой начальных распределений температуры при $\tau = 0$ (5.26), является система рекуррентно связанных интегральных решений

$$\begin{cases} t_1 = e^{A_1\tau}\left[t_1^H - \int e^{-A_1\tau}(\alpha_1 t_0 + \beta_1)d\tau \Big|_{\tau=0} + \int e^{-A_1\tau}(\alpha_1 t_0 + \beta_1)d\tau \right]; \\ t_2 = e^{A_2\tau}\left[t_2^H - \int e^{-A_2\tau}(\alpha_2 y_1 + \beta_2)d\tau \Big|_{\tau=0} + \int e^{-A_2\tau}(\alpha_2 t_1 + \beta_2)d\tau \right]; \\ t_3 = e^{A_3\tau}\left[t_3^H - \int e^{-A_3\tau}(\alpha_3 t_2 + \beta_3)d\tau \Big|_{\tau=0} + \int e^{-A_3\tau}(\alpha_3 t_2 + \beta_3)d\tau \right]; \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ t_{(n_{TC}-1)} = e^{A_{(n_{TC}-1)}\tau}\left[\begin{aligned} & t_{(N-1)}^H - \int e^{-A_{(n_{TC}-1)}\tau}\left(\alpha_{(n_{TC}-1)} t_{(n_{TC}-2)} + \beta_{(n_{TC}-1)}\right)d\tau \Big|_{\tau=0} + \\ & + \int e^{-A_{(n_{TC}-1)}\tau}\left(\alpha_{(n_{TC}-1)} t_{(n_{TC}-2)} + \beta_{(n_{TC}-1)}\right)d\tau \end{aligned} \right]; \\ t_{n_{TC}} = e^{A_{n_{TC}}\tau}\left[\begin{aligned} & t_{n_{TC}}^H - \int e^{-A_{n_{TC}}\tau}\left(\alpha_{n_{TC}} t_{(n_{TC}-1)} + \beta_{n_{TC}}\right)d\tau \Big|_{\tau=0} + \\ & + \int e^{-A_{n_{TC}}\tau}\left(\alpha_{n_{TC}} t_{(n_{TC}-1)} + \beta_{n_{TC}}\right)d\tau \end{aligned} \right]. \end{cases} \tag{5.31}$$

Для выявления общей закономерности запишем первые три решения:

$$t_1 = e^{A_1\tau} \cdot \left[t_1^H - \frac{1}{0 - A_1} \cdot (\alpha_1 \cdot t_0 + \beta_1) \right] + \frac{1}{0 - A_1} \cdot \alpha_1 \cdot t_0 + \frac{1}{0 - A_1} \cdot \beta_1; \tag{5.32}$$

$$\begin{aligned} t_2 = e^{A_2\tau} \cdot & \left[t_2^H - \left\{ \begin{aligned} & \frac{1}{A_1 - A_2} \cdot \left(\alpha_2 \cdot t_1^H - \left[\alpha_2 \cdot \frac{1}{0 - A_1} \cdot \alpha_1 \cdot t_0 + \alpha_2 \cdot \frac{1}{0 - A_1} \cdot \beta_1 \right] \right) + \\ & + \frac{1}{0 - A_2} \cdot \left(\alpha_2 \cdot \frac{1}{0 - A_1} \cdot (\alpha_1 \cdot t_0 + \beta_1) + \beta_2 \right) \end{aligned} \right\} + \right] \\ & + e^{A_1\tau} \cdot \left[\frac{1}{A_1 - A_2} \cdot \left(\alpha_2 \cdot t_1^H - \alpha_2 \cdot \frac{1}{0 - A_1} \cdot (\alpha_1 \cdot t_0 + \beta_1) \right) \right] + \\ & + e^{0\tau} \cdot \left[\frac{1}{0 - A_2} \cdot \left(\alpha_2 \cdot \frac{1}{0 - A_1} \cdot (\alpha_1 \cdot t_0 + \beta_1) + \beta_2 \right) \right]; \end{aligned} \tag{5.33}$$

$$
\begin{aligned}
t_3 = e^{A_3\tau}\cdot\left[t_3^H - \left\{\begin{array}{l}
\dfrac{1}{A_2-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\left(t_2^H - \dfrac{1}{A_1-A_2}\cdot\alpha_2\cdot\left[t_1^H - \dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right]\right)+ \\
+\dfrac{1}{A_2-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\dfrac{1}{A_0-A_2}\cdot\alpha_2\cdot\left[t_1^H - \dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right]+ \\
+\dfrac{1}{A_1-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\dfrac{1}{A_1-A_2}\cdot\left(\alpha_2\cdot t_1^H - \alpha_2\cdot\dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right)+ \\
+\dfrac{1}{A_0-A_3}\cdot\left[\alpha_3\cdot\dfrac{1}{0-A_2}\cdot\left(\alpha_2\cdot\dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)+\beta_2\right)+\beta_3\right]
\end{array}\right\}\right]+ \\
+e^{A_2\tau}\cdot\left[\begin{array}{l}
\dfrac{1}{A_2-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\left(t_2^H - \dfrac{1}{A_1-A_2}\cdot\alpha_2\cdot\left[t_1^H - \dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right]\right)+ \\
+\dfrac{1}{A_2-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\dfrac{1}{A_0-A_2}\cdot\alpha_2\cdot\left[t_1^H - \dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right]
\end{array}\right]+ \\
+e^{A_1\tau}\cdot\left[\dfrac{1}{A_1-A_3}\cdot\alpha_3\cdot\dfrac{1}{A_1-A_2}\cdot e^{A_1}\cdot\left(\alpha_2\cdot t_1^H - \alpha_2\cdot\dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)\right)\right]+ \\
+e^{0\tau}\cdot\dfrac{1}{A_0-A_3}\cdot\left[\alpha_3\cdot\dfrac{1}{0-A_2}\cdot\left(\alpha_2\cdot\dfrac{1}{0-A_1}\cdot(\alpha_1\cdot t_0+\beta_1)+\beta_2\right)+\beta_3\right].
\end{aligned}
\tag{5.34}
$$

Следует отметить, что решения (5.32–5.34) достоверны, если знаменатели коэффициентов $\dfrac{1}{A_i - A_j}$ не равны нулю. Поэтому при разбиении участков тепловых сетей необходимо наложить дополнительные условия:

$$\left(A_i - A_j\right) \neq 0 \quad . \tag{5.35}$$

Для получения решения (5.27) в общем виде введем дополнительные обозначения:

$\psi_{\substack{P=R_1 \\ Л}}^{\substack{P=N \\ (-)}}$ – это произведение весов древовидного графа на соответствующем слое $P = N$, начиная с заданного $P = R_1$, при учёте знаков и условий обхода «слева», последние множители которых имеют знак (–).

$$\psi_{\substack{\Lambda\\P=R_1}}^{P=N}(-)=\left\{\begin{array}{l}\prod\limits_{i_1=R_1-1}^{N}[1]\left[(-1)\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_1}}\alpha_{i_1}\right]+\\ +\sum\limits_{j_1=R_1-1}^{N-2}\sum\limits_{j_2=j_1+1}^{N-1}\left(\prod\limits_{i_1=R_1-1}^{j_1}[1]\left[(-1)\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_1}}\alpha_{i_1}\right]\prod\limits_{i_2=i_1+1}^{j_2}\left[\dfrac{1}{A_{i_1}-A_{i_2}}\alpha_{i_2}\right]\cdot\right.\\ \left.\prod\limits_{i_3=i_2+1}^{N}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_3}-A_{i_3}}\alpha_{i_3}\right]\left[(-1)\dfrac{1}{A_{i_3-1}-A_{i_3}}\alpha_{i_3}\right]\right)+\\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ +\underbrace{\sum\limits_{j_1=R_1-1}^{N-(N-1)}\sum\limits_{j_2=j_1+1}^{N-(N-2)}\cdots\cdots\cdots\sum\limits_{j_{(N-3)}=j_{(N-3)}+1}^{N-3}\sum\limits_{j_{(N-2)}=j_{(N-3)}+1}^{N-2}\sum\limits_{j_{(N-1)}=j_{(N-2)}+1}^{N-1}}_{(N-1)-R_1}\left(\begin{array}{l}\prod\limits_{i_1=R_1-1}^{j_1}[1]\left[(-1)\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_1}}\alpha_{i_1}\right]\prod\limits_{i_2=i_1+1}^{j_2}\left[\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_2}}\alpha_{i_2}\right]\\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ \underbrace{\prod\limits_{i_{(N)}=i_{(N-1)}+1}^{N}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_{(N-2)}}-A_{i_{(N)}}}\alpha_{i_{(N)}}\right]\left[(-1)\dfrac{1}{A_{j_{(N)}-1}-A_{i_{(N)}}}\alpha_{i_{(N)}}\right]}_{N-R_1}\end{array}\right)\end{array}\right\},\tag{5.36}$$

$$\psi_{\substack{n\\P=R_1}}^{P=N}(-)=\left\{\begin{array}{l}+\sum\limits_{j=R_1-1}^{N-1}\left(\prod\limits_{i=R_1-1}^{j}[1]\left[\dfrac{1}{A_{1-1}-A_i}\cdot\alpha_i\right]\cdot\prod\limits_{i_2=i_1+1}^{N}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_1-1}-A_2}\cdot\alpha_2\right]\left[(-1)\cdot\dfrac{1}{A_{i_2-1}-A_{i_2}}\cdot\alpha_{i_2}\right]\right)+\\ +\sum\limits_{j_1=R_1-1}^{N-3}\sum\limits_{j_2=j_1+1}^{N-2}\sum\limits_{j_3=j_{21}+1}^{N-1}\left(\begin{array}{l}\prod\limits_{i_1=R_1-1}^{j_1}[1]\left[\dfrac{1}{A_{1-1}-A_{i_1}}\cdot\alpha_i\right]\cdot\prod\limits_{i_2=i_1+1}^{j_2}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_2}}\cdot\alpha_{i_2}\right]\left[(-1)\cdot\dfrac{1}{A_{i_2-1}-A_{i_2}}\cdot\alpha_{i_2}\right]\cdot\\ \cdot\prod\limits_{i_3=i_3+1}^{J_3}\left[\dfrac{1}{A_{i_2}-A_{i_3}}\cdot\alpha_{i_3}\right]\cdot\prod\limits_{i_4=i_3+1}^{N}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_3-1}-A_{i_4}}\alpha_{i_4}\right]\left[(-1)\cdot\dfrac{1}{A_{i_4-1}-A_{i_4}}\cdot\alpha_{i_4}\right]\end{array}\right)+\\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ +\underbrace{\sum\limits_{j_1=R_1-1}^{N-(N-1)}\sum\limits_{j_2=j_1+1}^{N-(N-2)}\cdots\cdots\cdots\sum\limits_{j_{(N-3)}=j_{(N-3)}+1}^{N-3}\sum\limits_{j_{(N-2)}=j_{(N-3)}+1}^{N-2}\sum\limits_{j_{(N-1)}=j_{(N-2)}+1}^{N-1}}_{(N-1)-R_1}\left(\begin{array}{l}\prod\limits_{i_1=R_1-1}^{j_1}[1]\left[(-1)\cdot\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_1}}\cdot\alpha_{i_1}\right]\cdot\prod\limits_{i_2=i_1+1}^{j_2}\left[\dfrac{1}{A_{i_1-1}-A_{i_2}}\cdot\alpha_{i_2}\right]\cdot\\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ \underbrace{\cdot\prod\limits_{i_{(N)}=i_{(N-1)}+1}^{N}\left[(-1)\frac{1}{A_{i_{(N-2)}}-A_{i_{(N)}}}\alpha_{i_{(N)}}\right]\left[(-1)\cdot\dfrac{1}{A_{j_{(N)}-1}-A_{i_{(N)}}}\cdot\alpha_{i_{(N)}}\right]\cdot}_{N-R_1}\end{array}\right)\end{array}\right\},\tag{5.37}$$

Общий вид решения системы (5.22) можно записать в следующем виде:

$$t_{n_{TC}}=e^{A_{n_{TC}}\cdot\tau}\cdot t_{n_{TC}}^{H}+\sum_{S=0}^{n_{TC}-1}\left[\left(e^{A_S\cdot\tau}-e^{A_{n_{TC}}\cdot\tau}\right)\cdot\left(\gamma_S^{n_{TC}}(t_0)+\gamma_S^{n_{TC}}(t^H)+\gamma_S^{n_{TC}}(\beta)\right)\right],\tag{5.38}$$

где при $S=1,\ldots,n_{TC}-1$

$$\gamma_S^{n_{TC}}(t_0)=t_0\cdot\left(\psi_{\substack{\Lambda\\P=0}}^{S}(-)\cdot\prod_{R=S+1}^{n_{TC}}\left[\frac{1}{A_S-A_R}\cdot\alpha_R\right]\right);\tag{5.39}$$

$$\gamma_S^{n_{TC}}(\beta)=\sum_{I=1}^{S}\left[\frac{\beta_I}{\alpha_I}\cdot\psi_{n}^{(-)}_{P=I-1}\cdot\prod_{R=S+1}^{n_{TC}}\left(\frac{1}{A_S-A_R}\cdot\alpha_R\right)\right];\qquad(5.40)$$

$$\gamma_S^{n_{TC}}(t^H)=\sum_{I=1}^{S}\left[t_I^H\cdot\psi_{л}^{(-)}_{P=I}\cdot\prod_{R=S+1}^{n_{TC}}\left(\frac{1}{A_S-A_R}\cdot\alpha_R\right)\right];\qquad(5.41)$$

при $S=0$

$$\gamma_0^{n_{TC}}(t_0)=t_0\cdot\prod_{I=1}^{n_{TC}}\left(\frac{1}{A_0-A_I}\cdot\alpha_I\right);\qquad(5.42)$$

$$\gamma_0^{n_{TC}}(\beta)=\sum_{I=1}^{S}\left[\frac{\beta_I}{\alpha_I}\cdot\prod_{R=I}^{n_{TC}}\left(\frac{1}{A_0-A_R}\cdot\alpha_R\right)\right];\qquad(5.43)$$

$$\gamma_0^{n_{TC}}(t^H)=0.\qquad(5.44)$$

С учётом обозначения

$$\gamma_S^{n_{TC}}=\gamma_S^{n_{TC}}(t_0)+\gamma_S^{n_{TC}}(t^H)+\gamma_S^{n_{TC}}(\beta).\qquad(5.45)$$

Общий вид решения системы (5.22) удобно представить как:

$$t_{n_{TC}}=e^{A_{n_{TC}}\tau}\cdot t_{n_{TC}}^H+\sum_{S=0}^{n_{TC}-1}\left[\left(e^{A_S\tau}-e^{A_{n_{TC}}\tau}\right)\cdot\gamma_S^{n_{TC}}\right].\qquad(5.46)$$

В отличие от известных способов решения систем дифференциальных уравнений первого порядка, полученная прямая аналитическая зависимость (5.46) может быть использована в более сложных моделях. Общий вид решения легко интегрируется и дифференцируется.

Моделирование теплового режима здания с учётом теплоаккумулирующих свойств многослойных ограждающих конструкций

Тепловой баланс отапливаемого здания в условиях нестационарного теплового процесса и k-слойной ограждающей конструкции:

$$\sum Q_{ТИ}(\tau,\bar{t}_в)-\sum Q_{ТП}(\tau,\bar{t}_в)=F_{СТ}\cdot\sum_{i=1}^{k}\delta_{СТ(i)}\cdot\rho_{СТ(i)}\cdot c_{СТ(i)}\cdot\frac{d\bar{t}_{СТ(i)}}{d\tau}+V_в\cdot\rho_в\cdot c_в\cdot\frac{d\bar{t}_в}{d\tau},\qquad(5.47)$$

где $\sum Q_{ТИ}$ – суммарные тепловыделения системы отопления и внутренних источников;

$\sum Q_{ТП}$ – суммарные теплопотери здания;

$\frac{d\bar{t}_{CT(i)}}{d\tau}$ – изменение средней температуры стены здания;

$\frac{d\bar{t}_{в}}{d\tau}$ – изменение средней температуры внутреннего воздуха здания;

F_{CT} – суммарная поверхность стен здания;

$\delta_{CT(i)}$ – толщина i – того слоя стены;

$\rho_{CT(i)}$ – плотность материала i-го слоя стен здания;

$c_{CT(i)}$ – теплоёмкость материала i-го слоя стен здания;

$V_{в}$ – объём внутреннего воздуха;

$\rho_{в}$ – плотность внутреннего воздуха;

$c_{в}$ – теплоёмкость внутреннего воздуха.

Для решения в общем виде рассмотренного дифференциального уравнения относительно температуры внутреннего воздуха необходимо выразить изменение температуры стены от изменения температуры внутреннего воздуха.

Рассмотрим уравнение теплопередачи через однородную плоскую стенку

$$\begin{cases} q = \alpha_{в}(t_{в} - t_{CT1}); \\ q = \dfrac{t_{в} - t_{н}}{\dfrac{1}{\alpha_{в}} + \dfrac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \dfrac{1}{\alpha_{н}}}; \\ q = \alpha_{н}(t_{CT2} - t_{н}); \end{cases} \tag{5.48}$$

где $\alpha_{в}$ – коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности стены;

$\alpha_{н}$ – коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности стены;

λ_{CT} – коэффициент теплопроводности материала стены здания;

t_{CT1} – температура внутренней стены здания,;

t_{CT2} – температура наружной стены здания.

Поскольку рассматриваемый процесс можно считать квазистационарным (вследствие незначительных возмущений $\bar{t}_{в}$) относительно имеющегося перепада температур ($\bar{t}_{в} - t_{н}$) [378, 379], то среднюю температуру стены можно определить как среднеарифметическую

$$\bar{t}_{CT} = \frac{t_{CT1} + t_{CT2}}{2}. \tag{5.49}$$

Решая совместно (5.48) и (5.49), получаем

$$\bar{t}_{CT} = \bar{t}_{в} \cdot \left(1 - \frac{\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}}}{2 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_{н}} \right)} \right) + t_{н} \cdot \frac{\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}}}{2 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_{н}} \right)}. \tag{5.50}$$

Рассмотрим k-слойную плоскую стенку. Уравнение (5.48) для неё принимает следующий вид:

$$\begin{cases} q = \alpha_{в}(t_{в} - t_{CT1}); \\ q = \dfrac{t_{в} - t_{н}}{\dfrac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{i=1}^{k_{CT}} \left(\dfrac{\delta_{CT(i)}}{\lambda_{CT(i)}} \right) + \dfrac{1}{\alpha_{н}}}; \\ q = \alpha_{н}\left(t_{CT(k_{CT}+1)} - t_{н}\right). \end{cases} \tag{5.51}$$

Средняя температура по слоям распределяется с учётом квазистационарности и для i-го слоя плоской стенки равна

$$\bar{t}_{CT(i)} = \frac{t_{CT(i)} + t_{CT(i+1)}}{2}. \tag{5.52}$$

Решая совместно (5.51) и (5.52), получаем в общем виде среднюю температуру i-го слоя

$$\begin{aligned} \bar{t}_{CT(i)} = \bar{t}_{в} \cdot \left(1 - \frac{\left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{i-1} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right) + \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{i} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right)}{2 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{k_{CT}} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} + \frac{1}{\alpha_{н}} \right)} \right) + \\ + t_{н} \cdot \frac{\left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{i-1} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right) + \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{i} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right)}{2 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{в}} + \sum\limits_{j=1}^{k_{CT}} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} + \frac{1}{\alpha_{н}} \right)}. \end{aligned} \tag{5.53}$$

Для внутренних стен $\dfrac{d\bar{t}_{CT(i)}}{d\tau} = \dfrac{d\bar{t}_{в}}{d\tau}$.

Подставляя выражение (5.53) в (5.48) при условии постоянной $t_{н}$, получаем

$$\sum Q_{TИ}(\tau,\bar{t}_в)-\sum Q_{TП}(\tau,\bar{t}_в)=V_в\cdot\rho_в\cdot c_в\cdot\frac{d\bar{t}_в}{d\tau}+$$

$$+F_{CT}\cdot\frac{d\bar{t}_в}{d\tau}\cdot\sum_{i=1}^{k_{CT}}\left[\delta_{CT(i)}\cdot\rho_{CT(i)}\cdot c_{CT(i)}\cdot\left(1-\frac{\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{i-1}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}\right)+\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{i}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}\right)}{2\cdot\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{k_{CT}}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}+\frac{1}{\alpha_н}\right)}\right)\right]+ \quad (5.54)$$

$$+\frac{d\bar{t}_в}{d\tau}\cdot\sum_{j=1}^{n_{CT}}\left[F_{CT(j)}\cdot\delta_{CT(j)}\cdot\rho_{CT(j)}\cdot c_{CT(j)}\right],$$

где i – индикатор слоя ограждающих конструкций;

j – индикатор внутренних конструкций.

В уравнении (5.54) полученные аналитические зависимости характеризуют количество теплоты, аккумулированное в стенах:

$$Q_{CT}^{Акк}=F_{CT}\cdot(\bar{t}_в-t_н)\cdot\sum_{i=1}^{k_{CT}}\left[\delta_{CT(i)}\cdot\rho_{CT(i)}\cdot c_{CT(i)}\cdot\left(1-\frac{\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{i-1}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}\right)+\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{i}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}\right)}{2\cdot\left(\frac{1}{\alpha_в}+\sum_{j=1}^{k_{CT}}\frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}}+\frac{1}{\alpha_н}\right)}\right)\right]. \quad (5.55)$$

В отличие от известных формул [7, 50] данная зависимость позволяет учесть фактор многослойности, который может вносить большие искажения при оценке аккумулирующей способности. Рассмотрим в качестве примера аккумулирующую способность кирпичной стены ($\delta_{CT(j)}=1\,м$, $\lambda_{CT(j)}=0{,}64\,\frac{Вт}{м\cdot К}$, $\rho_{CT(i)}=1400\,\frac{кг}{м^3}$, $c_{CT(i)}=0{,}84\,\frac{кДж}{кг\cdot К}$), утеплённой пенопластом ($\delta_{CT(j)}=0{,}15\,м$, $\lambda_{CT(j)}=0{,}07\,\frac{Вт}{м\cdot К}$, $\rho_{CT(i)}=30\,\frac{кг}{м^3}$, $c_{CT(i)}=1{,}47\,\frac{кДж}{кг\cdot К}$). В расчётах $\bar{t}_в=22^0C$, $t_н=-30^0C$, $\alpha_в=23\frac{Вт}{м^2\cdot К}$, $\alpha_н=7{,}9\,\frac{Вт}{м^2\cdot К}$, $F_{CT}=1\,м^2$.

Расчёты показали, что аккумулирующая способность стены в 3,3 раза выше при наружном утеплении пенопластом в сравнении с внутренним (48245 против 14570 *кДж*). Таким образом, даже отсутствие учёта последовательности слоёв изоляции даёт значительную погрешность.

Суммарные тепловыделения системы отопления могут быть определены так [50]:

$$Q_б = \left(t_{01} - \bar{t}_в\right) \cdot \frac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} \cdot W_м^o, \tag{5.56}$$

где u – коэффициент смешения;

ω – режимный коэффициент отопительного прибора;

$W_м^o$ – водяной эквивалент системы отопления;

t_{01} – температура сетевой воды перед системой отопления здания.

Температура сетевой воды перед СОт здания может быть определена с учётом тепловой нагрузки установки ГВС, полученной по методике [374]:

$$t_{01} = t_{ПС} - \frac{Q_{ГВС}^{II}}{W_м^{ГВС}}, \tag{5.57}$$

где $Q_{ГВС}^{II}$ – нагрузка верхней ступени установки ГВС;

$W_м^{ГВС}$ – водяной эквивалент верхней ступени установки ГВС;

$t_{ПС}$ – температура сетевой воды на входе в здание.

Суммарные теплопотери здания с учётом вентиляционной нагрузки и потерь через светопрозрачные конструкции могут быть определены через удельную отопительную характеристику зданий [50]

$$\sum Q_{ТП} = \chi_0 \cdot V_{зд} \cdot (\bar{t}_в - t_н), \tag{5.58}$$

где χ_0 – удельная отопительная характеристика здания;

$V_{зд}$ – наружный объём зданий.

С учётом формул (5.56–5.58) уравнение (5.54) принимает следующий вид:

$$\begin{aligned}
&\left(t_{ПС} - \frac{Q_{ГВС}^{II}}{W_м^{ГВС}} - \bar{t}_в\right) \cdot \frac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} \cdot W_м^o - \chi_0 \cdot V_{зд} \cdot \left(\bar{t}_в - t_н\right) + Q_{ви} = V_в \cdot \rho_в \cdot c_в \cdot \frac{d\bar{t}_в}{d\tau} + \\
&+ F_{СТ} \cdot \frac{d\bar{t}_в}{d\tau} \cdot \sum_{i=1}^{k_{СТ}} \left[\delta_{СТ(i)} \cdot \rho_{СТ(i)} \cdot c_{СТ(i)} \cdot \left(1 - \frac{\left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{i-1} \dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}}\right) + \left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{i} \dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}}\right)}{2 \cdot \left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{k_{СТ}} \dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}} + \dfrac{1}{\alpha_н}\right)} \right) \right] + \\
&+ \frac{d\bar{t}_в}{d\tau} \cdot \sum_{j=1}^{n_{СТ}} \left[F_{СТ(j)} \cdot \delta_{СТ(j)} \cdot \rho_{СТ(j)} \cdot c_{СТ(j)} \right],
\end{aligned} \tag{5.59}$$

где $Q_{ви}$ – мощность внутренних источников.

Или в форме однородного дифференциального уравнения первой степе-

ни:

$$\begin{cases} q\,\bar{t}_в' = f\,\bar{t}_в + \phi; \\ \phi(t_{ПС}) = \left(t_{ПС} - \dfrac{Q_{ГВС}^{II}}{W_м^{ГВС}}\right)\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u}+\omega}W_м^o + \chi_0\,V_{зд}\,t_н + Q_{ВИ}; \\ f = -\left(\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u}+\omega}W_м^o + \chi_0\,V_{зд}\right); \\ q = V_в\,\rho_в\,c_в + F_{СТ}\sum\limits_{i=1}^{k_{СТ}}\left[\delta_{СТ(i)}\,\rho_{СТ(i)}\,c_{СТ(i)}\left(1 - \dfrac{\left(\dfrac{1}{\alpha_в}+\sum\limits_{j=1}^{i-1}\dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}}\right)+\left(\dfrac{1}{\alpha_в}+\sum\limits_{j=1}^{i}\dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}}\right)}{2\left(\dfrac{1}{\alpha_в}+\sum\limits_{j=1}^{k_{СТ}}\dfrac{\delta_{СТ(j)}}{\lambda_{СТ(j)}}+\dfrac{1}{\alpha_н}\right)}\right)\right] + \\ + \sum\limits_{j=1}^{n_{СТ}}\left[F_{СТ(j)}\,\delta_{СТ(j)}\,\rho_{СТ(j)}\,c_{СТ(j)}\right] \end{cases} \tag{5.60}$$

где $Q_{ВИ}$ – теплопоступления от внутренних источников.

Решение уравнения (5.60) записывается в следующем виде [376]:

$$\begin{cases} \bar{t}_в = C\cdot e^{F} + e^{F}\cdot\int\left(e^{-F}\cdot\dfrac{\phi(t_{ПС})}{q}\right)d\tau; \\ F = \int\left(\dfrac{f}{q}\right)d\tau; \end{cases} \tag{5.61}$$

где C – константа интегрирования.

Поскольку $\phi(t_{ПС})$, f и q не зависят от времени, то

$$F = \frac{f}{q}\cdot\tau. \tag{5.62}$$

Тогда температура внутреннего воздуха может быть определена, как

$$\bar{t}_в = C\cdot e^{\frac{f}{q}\tau} + e^{\frac{f}{q}\tau}\cdot\int\left(e^{-\frac{f}{q}\tau}\cdot\frac{\phi(t_{ПС})}{q}\right)d\tau. \tag{5.63}$$

Если температура сетевой воды и наружного воздуха, а также нагрузка ГВС и внутренние тепловыделения стационарны, то

$$\bar{t}_в = C\cdot e^{\frac{f}{q}\tau} - \frac{\phi(t_{ПС})}{f}. \tag{5.64}$$

Задав начальные условия при $\tau = 0 \to \bar{t}_в = \bar{t}_в^{н}$, получаем

$$C = \bar{t}_в^{\,н} + \frac{\phi(t_{ПС})}{f}.$$

Тогда выражение (5.64) принимает вид

$$\bar{t}_в = \left(\bar{t}_в^{\,н} + \frac{\phi(t_{ПС})}{f} \right) \cdot e^{\frac{f}{q}\tau} - \frac{\phi(t_{ПС})}{f}. \qquad (5.65)$$

А при подстановке выражений из (5.60)

$$\bar{t}_в = \left(\bar{t}_в^{\,н} - \frac{\left(t_{ПС} - \frac{Q_{ГВС}^{II}}{W_м^{ГВС}} \right) \frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W_м^o + \chi_0 V_{зд} t_н + Q_{ВИ}}{\frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W_м^o + \chi_0 V_{зд}} \right) \cdot$$

$$\cdot e^{-\frac{\frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u}+\omega} W_м^o + \chi_0 V_{зд}}{V_в \rho_в c_в + \sum_{j=1}^{n_{CT}} \left[F_{CT(j)} \delta_{CT(j)} \rho_{CT(j)} c_{CT(j)} \right] + F_{CT} \sum_{i=1}^{k_{CT}} \left[\delta_{CT(i)} \rho_{CT(i)} c_{CT(i)} \cdot \left(1 - \frac{\left(\frac{1}{\alpha_в} + \sum_{j=1}^{i-1} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right) + \left(\frac{1}{\alpha_в} + \sum_{j=1}^{i} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right)}{2 \left(\frac{1}{\alpha_в} + \sum_{j=1}^{k_{CT}} \frac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} + \frac{1}{\alpha_н} \right)} \right) \right]} \tau} +$$

$$+ \frac{\left(t_{ПС} - \frac{Q_{ГВС}^{II}}{W_м^{ГВС}} \right) \cdot \frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} \cdot W_м^o + \chi_0 \cdot V_{зд} \cdot t_н + Q_{ВИ}}{\frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} \cdot W_м^o + \chi_0 \cdot V_{зд}}. \qquad (5.66)$$

Входящая в уравнение (5.66) нагрузка ГВС в значительной мере изменяется в течение суток. При рассмотрении работы потребителя тепла по нагрузке ГВС исходным необходимо принять разделение потребителей на две категории: жилые и административные здания. Общий вид графика нагрузки ГВС для жилых зданий в течение суток представлен на рисунке 5.1.

Эта зависимость получена исходя из статистических исследований на основе данных счетчиков тепловой энергии, оборудованных накопителями данных теплового потребления с шагом в один час. Для выделения нагрузки ГВС выборка была сделана в период отсутствия нагрузки отопления. Для административных зданий суточный график нагрузки ГВС имеет подобный вид. Отличительной особенностью графика для административных зданий (см. рисунок 5.2) является превышение $\overline{Q}_2$ над $\overline{Q}_4$.

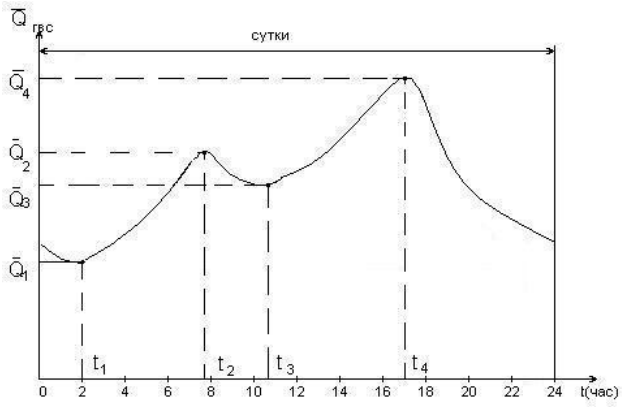


Рисунок 5.1 – Суточный график нагрузки ГВС жилых зданий

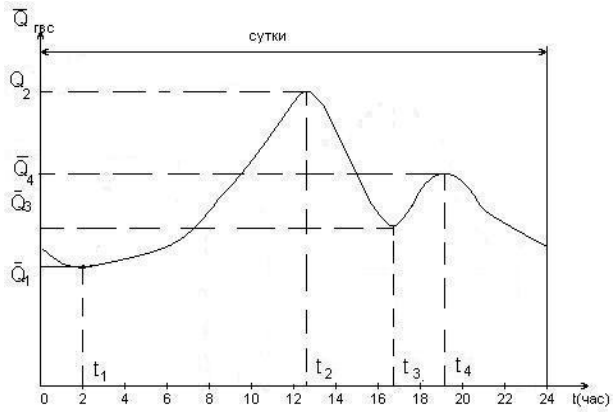


Рисунок 5.2 – Суточный график нагрузки ГВС административных зданий

Таблица 5.1

Значения абсцисс и ординат характерных точек суточного графика нагрузки ГВС для жилых зданий

День недели	Значения абсцисс и ординат граничных точек							
	t_1, ч	t_2, ч	t_3, ч	t_4, ч	$\overline{Q}_1$, %	$\overline{Q}_2$, %	$\overline{Q}_3$, %	$\overline{Q}_4$, %
Понедельник	2	7	14	20,5	3,53	58,82	39,22	78,82
Вторник	3	8	13	20,5	1,57	74,51	19,61	74,51
Среда	3	7,5	15	20,5	1,57	56,68	35,29	68,63
Четверг	4	10	16	20,5	3,53	58,82	35,29	66,67
Пятница	3	9	14	21,5	1,57	56,68	39,22	96,08
Суббота	4	10	15	22	5,88	90,2	58,82	100
Воскресенье	4	10	15	20,5	1,96	100	54,9	96,08

Таблица 5.2

Значения абсцисс и ординат характерных точек суточного графика нагрузки ГВС для административных зданий

Дни недели	Значения абсцисс и ординат граничных точек							
	t_1, ч	t_2, ч	t_3, ч	t_4, ч	$\overline{Q}_1$, %	$\overline{Q}_2$, %	$\overline{Q}_3$, %	$\overline{Q}_4$, %
Понедельник	4	16	19	21	0,08	0,65	0,33	0,44
Вторник	2	13	17	18	0,12	0,61	0,36	0,46
Среда	3	13	17	22	0,10	0,77	0,4	0,51
Четверг	4	13	16	17	0,13	0,88	0,55	0,72
Пятница	4	13	16	17	0,14	0,85	0,53	0,70
Суббота	1	13	16	19	0,26	1	0,64	0,71
Воскресенье	5	15	22	23	0,08	0,52	0,37	0,38

Для моделирования нагрузки ГВС необходимо аналитическое описание данных графиков. Описание графиков такого вида можно произвести путем разбиения по оси времени на 4 диапазона, ограниченные локальными максимумами и минимумами. Для получения аналитического представления графика в

каждом из диапазонов была применена квадратичная зависимость между граничными точками (сплошная интерполяция). Для достоверности полученной модели функционирования потребителя по нагрузке ГВС необходимо получение граничных значений (t_1, t_2, t_3, t_4) и ($\overline{Q}_1$, $\overline{Q}_2$, $\overline{Q}_3$, $\overline{Q}_4$). Значения абсцисс и ординат граничных точек различны для разных видов потребителей ГВС. Кроме того, абсцисса и ордината граничных точек промежутков разбиения, то есть минимумы и максимумы графика, меняются в зависимости от дня недели для всех видов потребителей. Значения данных точек были получены на основе статистических исследований ряда потребителей и сведены в таблицу 5.1 для жилых зданий и в таблицу 5.2 для административных.

Моделирование температурного запаздывания СЦТ с учётом теплоаккумулирующих свойств тепловых сетей и потребителей тепловой энергии

Решение (5.66) было получено при условии стационарной температуры сетевой воды, поступающей к потребителю. Для оценки влияния нестационарных температурных изменений на ИТ необходимо в уравнении (5.60) учесть изменение $t_{n_{TC}}$. Для этого необходимо заменить $t_{ПС}$ на $t_{n_{TC}}(\tau)$ из (5.25). Тогда решение (5.20) принимает вид

$$\begin{cases} q\,\bar{t}_в' = f\,\bar{t}_в + \phi(\tau); \\ \phi(\tau) = \left(t_{n_{TC}}(\tau) - \dfrac{Q_{ГВС}^{П}}{W_м^{ГВС}} \right) \dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W_м^o + \chi_0\, V_{зд}\, t_н + Q_{ВИ}; \\ t_{n_{TC}}(\tau) = e^{A_{n_{TC}}\tau}\, t_{n_{TC}}^H + \sum\limits_{S=0}^{n_{TC}-1} \left[\left(e^{A_S\tau} - e^{A_{n_{TC}}\tau} \right) \gamma_S^{n_{TC}} \right]; \\ f = -\left(\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W_м^o + \chi_0\, V_{зд} \right); \\ q = V_в\, \rho_в\, c_в + F_{CT} \sum\limits_{i=1}^{k_{CT}} \left[\delta_{CT(i)}\, \rho_{CT(i)}\, c_{CT(i)} \left(1 - \dfrac{\left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{i-1} \dfrac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right) + + \left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{i} \dfrac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} \right)}{2\left(\dfrac{1}{\alpha_в} + \sum\limits_{j=1}^{k_{CT}} \dfrac{\delta_{CT(j)}}{\lambda_{CT(j)}} + \dfrac{1}{\alpha_н} \right)} \right) \right]; \\ + \sum\limits_{j=1}^{n_{CT}} \left[F_{CT(j)}\, \delta_{CT(j)}\, \rho_{CT(j)}\, c_{CT(j)} \right] \end{cases} \quad (5.67)$$

По аналогии с (5.63) решение запишется как

$$\begin{cases} \bar{t}_в = C \cdot e^{\frac{f}{q}\tau} + e^{\frac{f}{q}\tau} \cdot FF; \\ FF = \int \left(e^{-\frac{f}{q}\tau} \cdot \frac{\phi(\tau)}{q} \right) d\tau. \end{cases} \tag{5.68}$$

Для решения интеграла FF произведём частичную подстановку

$$FF = \frac{1}{q} \cdot \begin{bmatrix} \theta_0 \cdot \int \left(e^{-\frac{f}{q}\tau} \right) d\tau + \theta_1 \cdot t^{н}_{n_{ТС}} \cdot \int \left(e^{-\frac{f}{q}\tau} \cdot e^{A_{n_{ТС}}\tau} \right) d\tau + \\ + \theta_1 \cdot \int \left(e^{-\frac{f}{q}\tau} \cdot \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\left(e^{A_S\tau} - e^{A_{n_{ТС}}\tau} \right) \cdot \gamma_S^{n_{ТС}} \right] \right) d\tau \end{bmatrix}, \tag{5.69}$$

где

$$\theta_1 = \frac{1}{\frac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} \cdot W^{o}_{м}; \tag{5.70}$$

$$\theta_0 = \chi_0 \cdot V_{зд} \cdot t_н + Q_{ВИ} - \frac{Q^{II}_{ГВС}}{W^{ГВС}_{м}} \cdot \theta_1. \tag{5.71}$$

С учётом того, что интеграл суммы равен сумме интегралов (5.69), можно записать так:

$$FF = \frac{1}{q} \cdot \begin{bmatrix} \theta_0 \cdot \int \left(e^{-\frac{f}{q}\tau} \right) d\tau + \theta_1 \cdot t^{н}_{n_{ТС}} \cdot \int \left(e^{\left(A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q} \right)\tau} \right) d\tau + \\ + \theta_1 \cdot \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\left(\int \left(e^{\left(A_S - \frac{f}{q} \right)\tau} \right) d\tau - \int \left(e^{\left(A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q} \right)\tau} \right) d\tau \right) \cdot \gamma_S^{n_{ТС}} \right] \end{bmatrix}. \tag{5.72}$$

Интегрируя выражение (5.72) получаем

$$FF = \frac{1}{q} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\theta_0}{-\frac{f}{q}} \cdot e^{-\frac{f}{q}\tau} + \frac{\theta_1 \cdot t^{н}_{n_{ТС}}}{A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q}} \cdot e^{\left(A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q} \right)\tau} + \\ + \theta_1 \cdot \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\left(\frac{e^{\left(A_S - \frac{f}{q} \right)\tau}}{A_S - \frac{f}{q}} - \frac{e^{\left(A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q} \right)\tau}}{A_{n_{ТС}} - \frac{f}{q}} \right) \cdot \gamma_S^{n_{ТС}} \right] \end{bmatrix}. \tag{5.73}$$

Подставляя (5.73) в (5.68) и упрощая, получаем

$$\bar{t}_в = C \cdot e^{\frac{f}{q}\tau} - \frac{\theta_0}{f} + \frac{\theta_1 \cdot t^{н}_{n_{ТС}}}{q \cdot A_{n_{ТС}} - f} \cdot e^{A_{n_{ТС}}\tau} + \theta_1 \cdot \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\left(\frac{e^{A_S\tau}}{q \cdot A_S - f} - \frac{e^{A_{n_{ТС}}\tau}}{q \cdot A_{n_{ТС}} - f} \right) \cdot \gamma_S^{n_{ТС}} \right]. \tag{5.74}$$

Задав начальные условия при $\tau = 0 \rightarrow \bar{t}_в = \bar{t}^{н}_в$, получаем

$$C = \bar{t}_в^{\,н} + \frac{\theta_0}{f} - \frac{\theta_1 \cdot t^{н}_{n_{ТС}}}{q \cdot A_{n_{ТС}} - f} - \theta_1 \cdot \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\frac{q \cdot \left(A_{n_{ТС}} - A_S\right) \cdot \gamma_S^{n_{ТС}}}{\left(q \cdot A_S - f\right) \cdot \left(q \cdot A_{n_{ТС}} - f\right)} \right].$$

Тогда выражение (5.69) принимает вид

$$\bar{t}_в = \bar{t}_в^{\,н}\, e^{\frac{f}{q}\tau} - \frac{\theta_0}{f}\left(1 - e^{\frac{f}{q}\tau}\right) + \frac{\theta_1\, t^{н}_{n_{ТС}}}{q\, A_{n_{ТС}} - f}\left(e^{A_{n_{ТС}}\tau} - e^{\frac{f}{q}\tau}\right) + \theta_1 \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1}\left[\frac{e^{A_S\tau} - e^{A_{nТС}\tau}}{q\, A_S - f}\gamma_S^{n_{ТС}}\right]. \quad (5.75)$$

А с учётом подстановки (5.70) и (5.71)

$$\begin{aligned}\bar{t}_в = \bar{t}_в^{\,н}\, e^{\frac{f}{q}\tau} + \frac{\chi_0\, V_{зд}\, t_н + Q_{ВИ} - \dfrac{Q^{И}_{ГВС}}{W^{ГВС}_{м}} \dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W^{o}_{м}}{\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W^{o}_{м} + \chi_0\, V_{зд}} \left(1 - e^{\frac{f}{q}\tau}\right) + \\ + \left(\frac{t^{н}_{n_{ТС}}}{q\, A_{n_{ТС}} + \dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W^{o}_{м} + \chi_0\, V_{зд}} \left(e^{A_{n_{ТС}}\tau} - e^{\frac{f}{q}\tau}\right) + \right. \\ \left. + \frac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W^{o}_{м} \left(+ \sum_{S=0}^{n_{ТС}-1} \left[\frac{e^{A_S\tau} - e^{A_{nТС}\tau}}{q\, A_S + \dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u} + \omega} W^{o}_{м} + \chi_0\, V_{зд}} \gamma_S^{n_{ТС}} \right] \right) \right).\end{aligned} \quad (5.76)$$

5.1.2. Экспериментальная верификация математической модели тепловой инерционности разветвленной системы централизованного теплоснабжения

Экспериментальная верификация математической модели тепловой инерционности разветвленной системы централизованного теплоснабжения осуществлялась в рамках периодических испытаний на тепловые потери тепломагистралей пгт Ясногорск Забайкальского края. Краткая характеристика объекта испытаний приведена в таблице 5.3.

Для осуществления нагрева и циркуляции воды в трубопроводах тепломагистрали в составе теплоподготовительной установки имеется следующее оборудование (см. таблицы 5.4, 5.5 и рисунок 5.3). Измерение расхода сетевой воды в испытываемом контуре производится с помощью переносных расходомеров. Материальная характеристика теплопроводов приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.3

Характеристика объекта испытаний

Наименование	Тепломагистраль	
	подающий	обратный
1	2	3
Схема тепловых сетей	Закрытая, тупиковая	Закрытая, тупиковая
Количество трубопроводов	1	1
Протяженность, км	2.881	2.881
Диаметр условный, мм	500.0; 400.0; 300.0	500.0; 400.0; 300.0
Тип прокладки трубопроводов на участке	надземная на низкостоящих опорах и подземная в непроходных каналах	надземная на низкостоящих опорах и подземная в непроходных каналах
Конструкция тепловой изоляции	минераловатные маты	минераловатные маты
Год прокладки	1990	1990
Температурный график, °С	95 – 70	95 – 70
Спрямление на Г.В., °С	60	60
Продолжительность работы трубопроводов в году, ч	8520	8520
Период (месяц) ремонта теплопроводов	с 15 августа по 24 августа	с 15 августа по 24 августа
Продолжительность отопительного сезона	с 25 августа по 14 августа	с 25 августа по 14 августа

Таблица 5.4

Характеристика теплоподготовительной установки

Наименование оборудования	Количество, Шт.	Тип	Расход воды, т/ч	Поверхность нагрева, $м^2$
Основной подогреватель БО-1	1	ПСВ-315-3-23	1130	315

Таблица 5.5

Характеристика насосного оборудования

Наименование оборудования	Кол-во, Шт.	Тип	Номинальная мощность, кВт	Расход, т/ч	Напор, м
СЭН-1, 2	2	модернизированный ЦН-400-210М (снято 2 колеса)	290	400	21
Подпитка деаэратором	2	ДА-100	-	-	-
НПТС-1, 2	2	К-45-55	15	45	5,5

Таблица 5.6

Материальная характеристика теплопроводов

Наименование участка теплосети	Тип прокладки, конструкция изоляции	Диаметр трубопровода			Длина тр-да	Мат. хар-ка	Площадь сечения	Объём тр-да
		условный	внутр-ен.	наружний				
		$d_у$, м	$d_{вн}$, м	$d_н$, м	l, м	$d_н$*l, м^2	f, м^2	V, м^3
ГРЭС–ПНС	**надземная;** прошивные минераловатные маты; защ. слой – стеклоткань	0,500	0,510	0,530	1794,0	950,8	0,2043	366,48
ПНС–ТК-6	**подземная;** стекловата и минераловатные маты; стеклопластик	0,400	0,406	0,426	565,0	240,7	0,1297	73,29
ТК-6–ТК-12		0,300	0,315	0,325	522,0	169,7	0,0779	40,68
Итого по надземной прокладке					1794,0	950,8	–	366,5
Итого по подземной прокладке					1087,0	410,3	–	114,0
Всего по испытанным участкам					2881,0	1361,2	–	480,5

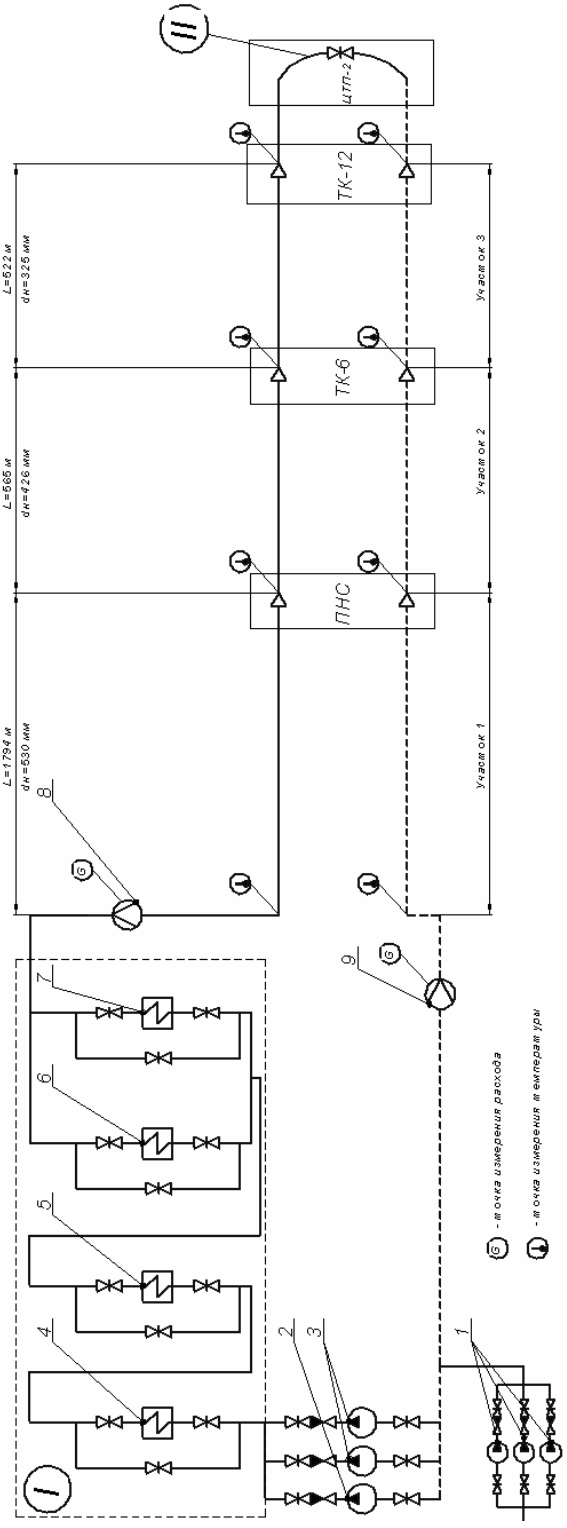


Рисунок 5.3 – Схема испытуемого циркуляционного кольца:
I – теплоподготовительная установка; II – циркуляционная перемычка; 1 – насосы подпитки теплосети; 2 – сетевой насос ЦН-400-210М; 3 – сетевые насосы ЦН-400-210; 4 – ОБ-1; 5 – ОБ-2; 6 – ПБ-1; 7 – ПБ-2; 8, 9 – штатная система контроля расхода теплоносителя

Программа настоящих работ предусматривала выполнение следующих этапов:

1. проведение натурного обследования испытываемой тепломагистрали и теплоподготовительной установки;

2. разработка технической и рабочей программ испытаний;

3. подготовка и проведение испытаний на тепловые потери;

4. обработка и анализ результатов испытаний;

5. разработка рекомендаций по результатам испытаний.

Подготовка и проведение испытаний

На основании технической документации и результатов натурного обследования теплоподготовительной установки и тепловой сети была разработана техническая программа испытаний тепломагистрали на тепловые потери от источника теплоснабжения.

Параметры испытаний на всех этапах поддерживались на источнике возможно близкими к заданным величинам:

– температура в подающем теплопроводе:

по расчету – 87,04 ºС;

по факту – 85,9 ºС;

– расход в подающем теплопроводе:

по расчету – 53,87 т/ч;

по факту – 52,91 т/ч.

На заключительном этапе испытаний температура воды на выходе с ГРЭС повышалась в течение сорока минут на 15,0 ^{0}С. Прохождение «температурной волны» по испытываемому кольцу было зафиксировано в каждой контрольной точке.

Измерение расхода сетевой воды одновременно в подающем и обратном теплопроводах, а также подпитки теплосети с деаэратора позволило определить и сравнить величину утечки из испытываемого кольца, которая составила в среднем 0,26 т/ч; разница прямого измерения и определения подпитки разницей расходов составила 0,05 т/ч.

Обработка данных испытаний

Обработка данных испытаний проводилась в соответствии с действую-

щими методическими инструкциями.

По каждому наблюдательному пункту с учётом фактического пробега воды между точками наблюдений (см. таблицу 5.7), определённого методом «температурной волны», были усреднены значения температуры воды, полученные при 20 последовательных измерениях в основном периоде испытаний (с 20.00 ч 16.08.17 г. по 20.00 ч 17.08.17 г.).

Значения расходов сетевой воды в подающем и обратном теплопроводах испытываемого кольца усреднены по показаниям расходомеров.

Усреднённые температуры в начале и конце каждого периода испытываемого участка $t_п^н$, $t_п^к$, $t_о^н$, $t_о^к$, расходы сетевой воды приведены в таблице 5.8.

Там же приведены результаты расчётов фактических потерь тепла по подающей и обратной линиям $Q_{п.и}$ и $Q_{о.и}$, среднегодовых потерь тепла $Q_{н.п.и}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.и}^{ср.г}$ и отношений этих потерь тепла к нормативным $К_п$, $К_о$ для каждого участка испытанного кольца.

Определение среднегодовых тепловых потерь на испытанных участках сетей и отношение этих потерь тепла к нормативным проведено с погрешностью 4,3 %.

Определение погрешности вычисления показателей по результатам измерений производилось по формуле:

$$\delta = \delta Q_{н.и}^{ср.г} = \delta Q_и = \sqrt{\delta G_п^2 + \delta G_о^2 + \delta \triangle^2 t} = \sqrt{3{,}0^2 + 3{,}0^2 + 0{,}28^2} = 4{,}3\ \%,$$

где δ – относительная погрешность вычисления, %;

$\delta Q_{н.и}^{ср.г}$ – относительная погрешность вычисления среднегодовых потерь, %;

$\delta Q_и$ – относительная погрешность вычисления тепловых потерь при испытаниях по результатам измерений расхода сетевой воды и температуры воды;

$\delta G_п$, $\delta G_о$ – относительная допускаемая погрешность измерения расходов сетевой воды.

Относительная погрешность измерения расхода воды определялась из характеристик прибора для измерения расхода.

Относительная погрешность измерения температуры воды определялась по формуле:

$$\delta\triangle t = 2*(\delta t)^2 = 2*(0{,}2)^2 = 0{,}28\ \%,$$

где δt – относительная допускаемая погрешность при измерении температуры.

Расчет тепловой инерционности и значений температуры сетевой воды в разветвленной системе централизованного теплоснабжения осуществлялся по модели (3.43-3.51) при разбиении тепловой сети на 1, 5, 10, 20 и 100 участков.

Сравнение данных испытаний и результатов расчетов (см. рисунок 5.4) показывают, что отклонение результатов расчетов по модели от фактических значений лежит в рамках погрешности измерения уже при разбиении на 20 участков для сети протяженностью 2881 м, что говорит о высокой степени достоверности разработанной модели.

Таблица 5.7

Определение времени прохождения воды по участкам испытываемой сети

Наименование участка		Диаметр трубопровода, внутренний	Длина участка	Объём трубопровода на участке	Удельный вес воды при расч. тем-ре испытаний	Удельный вес воды при температуре испытаний	Расчётный расход воды на участке	Фактический расход воды на участке	Расчётное время прохождения воды	Фактическое, определяемое температурной волной	Суммарное ожидаемое время	Суммарное фактическое время
		мм	м	$м^3$	$кг/м^{3*}$	$кг/м^{3**}$	т/ч	т/ч	мин.	мин.	мин.	мин.
уч. 1	ГРЭС - ПНС	530,0	1794,0	395,8	974,35	977,92	52,9	52,9	437	439	18 ч 50 мин	18 ч 54 мин
	ПНС - ГРЭС	530,0	1794,0	395,8	975,23	978,49	52,7	52,7	440	441		
уч. 2	ПНС - ТК-6	406,0	565,0	73,1	974,84	979,10	52,9	52,8	81	81		
	ТК-6 - ПНС	406,0	565,0	73,1	975,00	979,63	52,7	52,7	81	82		
уч. 3	ТК-6 - ТК-12	315,0	522,0	40,7	977,16	981,24	52,8	52,7	45	45		
	ТК-12 - ТК-6	315,0	522,0	40,7	981,82	983,04	52,7	52,7	46	46		

Примечание: * - удельный вес воды принят по средней температуре в начале и конце участка при расчётном режиме испытаний;

** - удельный вес воды принят по средней фактической температуре в начале и конце участка во время испытаний.

Таблица 5.8

Расчёт среднегодовых потерь тепла на испытанных участках теплосети и сравнение их с нормативными тепловыми потерями

Наименование участка	Тип	Расход сетевой воды		Температура воды в начале и конце участка по подающему и обратному теплопроводам				Тепловые потери теплопроводами при испытании		Среднегодовые температуры теплоносителя и окружающей среды				Температура среды и грунта при исп-ии		Потери, приведенные к среднегодовым условиям		Нормативная величина тепловых потерь		Соотношение $Q_{н\,и}/Q_{н}$	
		Gпод	Gобр	$t_{п}^{н}$	$t_{п}^{к}$	$t_{о}^{н}$	$t_{о}^{к}$	$Q_{пи}$	$Q_{ои}$	$t_{п}^{ср\,г}$	$t_{о}^{ср\,г}$	$t_{окр}^{с\,г}$	$t_{гр}^{ср\,г}$	$t_{окр\,и}$	$t_{гр\,и}$	$Q_{п\,н\,и}$	$Q_{о\,н\,и}$	$Q_{п\,н}$	$Q_{о\,н}$	$К_{п}$	$К_{о}$
		т/ч		°С				ккал/ч		°С						ккал/ч		ккал/ч		---	
ГРЭС - ПНС	надз.	52,91	---	85,9	81,1	---	---	253656,0	---	78,5	65,7	0,1	2,8	7,0	0,8	259889,6	---	264860,8	---	**0,98**	---
ПНС - ГРЭС		---	52,65	---	---	75,8	71,4	---	231946,0							---	228393,7	---	238453,1	---	**0,96**
Итого								485602,0								488283,3		503313,9		---	
ПНС - ТК-12	подз.	52,91	---	81,1	79,3	---	---	95121		78,5	65,7	0,1	2,8	7,0	0,8	236698,1		241814,0		**0,98**	
ТК-12 - ПНС		---	52,65	---	---	79,2	75,8		179231												
Итого								274352,0								236698,1		241814,0		---	
Всего								759954,0								724981,4		745127,9		---	

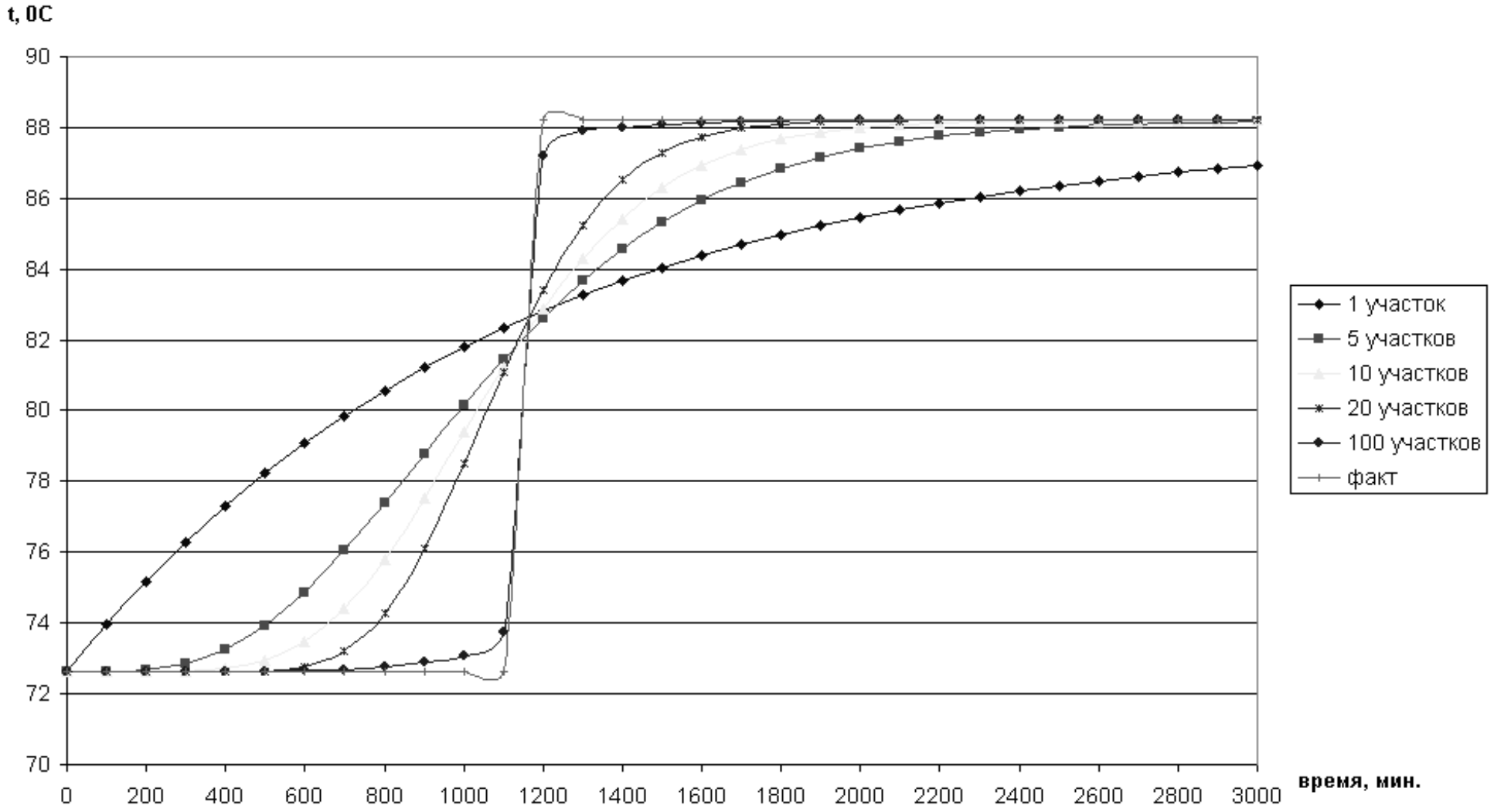


Рисунок 5.4 – Сравнение данных испытаний и результатов расчетов

5.2. Оптимизация функционирования СЦТ

Необходимость сохранения теплофикации в энергетике РФ определяет в качестве приоритетных в развитии энергетической науки направления,связанные со снижением себестоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии. Кризисные явления в экономике, искусственное ограничение роста тарифов естественных монополий и сложное финансовое положение генерирующий компаний определяют необходимость разработки малозатратных методов энергосбережения, в том числе за счет использования вторичных энергетических ресурсов. Поскольку капитальные вложения при внедрении данных методов отсутствуют, то при оценке эффективности и целесообразности таких методов достаточно использовать интегральные эффекты за определенный промежуток времени. Одним из беззатратных способов повышения эффективности работы ТЭС является оптимизация отпуска теплоты от ИТ на основании учета режимов и состояния СЦТ.

Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов предусматривает то, что уполномоченные (в соответствии с ФЗ «О теплоснабжении») органы должны осуществлять разработку, утверждение и ежегодную актуализацию схем теплоснабжения, которые должны содержать (помимо прочего) оптимальный температурный график и оценку затрат при необходимости его изменения [353]. При этом, поскольку режимы отпуска тепловой энергии имеют значительную неравномерность, необходимо разделять годовую и суточную оптимизацию температурного графика.

5.2.1. Оптимизация годового графика регулирования отпуска теплоты от ИТ

Существуют качественный, количественный и качественно-количественный способ регулирования отпуска тепловой энергии в СЦТ. При оптимизации годового графика регулирования отпуска тепловой энергии целесообразно рассмотрение качественно-количественного способа. Задачей оптимизации в данном случае является определение оптимальных напора и температур сетевой воды на ИТ при условии минимизации затрат на отпуск тепловой энергии при различных темпе-

ратурах наружного воздуха. При этом в задаче оптимизации необходимо учесть ряд дополнительных условий:

– насосное оборудование, установленное как на ИТ, так на повысительных насосных станциях, может быть оборудовано или не оборудовано частотно-регулируемыми приводами (далее – ЧРП);

– в качестве критерия оптимизации необходимо использовать минимум затрат на отпуск тепловой энергии генерирующей компанией (включающий затраты на топливо, а также расчет затраты на электроэнергию, затрачиваемую на привод насосов);

– диапазон оптимизации по температуре наружного воздуха Δt и расчетный шаг δt для $t_1[i, j]$ определяется требованиями скорости вычислений и быстродействием ЭВМ;

– основным ограничительным условием оптимизации является обеспечение теплопотребления всех потребителей.

При решении задачи оптимизации годового графика регулирования отпуска теплоты от ИТ был внесен ряд допущений:

– модель тепловой сети стационарна;

– нагрузка ГВС принимается равной средненедельным значениям;

– гидравлические и теплотехнические характеристики тепловых сетей определяются согласно последним испытаниям.

Предлагаемый алгоритм построения годового графика выглядит следующим образом:

1. Определяем систему граничных условий оптимизации годового графика:

$$\begin{cases} H_{ист}[i, j] = f\left(t_н[i], t_1[i, j]\right), \\ t_1[i, j] = \left[t_1^p\left(t_н[i]\right) - \Delta t/2, \ldots, t_1^p\left(t_н[i]\right) + \Delta t/2\right], \\ t_н[i] = \left[+8, \ldots, t_н^p\right], \end{cases}$$

где $H_{ист}[i, j]$ – достаточный напор на ИТ, соответствующий $t_1[i, j]$.

2. Рассчитываем затраты ИТ, относимые на отпуск тепловой энергии:

$$З_{ТЭ}^{ист}[i, j] = f\left(H_{ист}[i, j], t_1[i, j]\right).$$

3. Определяем (из системы граничных условий) варианты соответствий

напора и температуры на источнике, соответствующие минимальным затратам:

$$\begin{cases} З_{ТЭ}^{ист(opt)}[i] = \lim\limits_{З_{ТЭ}^{ист}[i,\,j]\to\min} f\left(H_{ист}[i,\,j],\, t_1[i,\,j]\right), \\ H_{ист}[i] = f\left(t_н[i],\, t_1[i]\right). \end{cases}.$$

4. При наличии на ИТ сетевых насосов с ЧРП полученные оптимальные значения определяют искомый график качественно-количественного регулирования. Если ЧРП на сетевых насосах нет, то производится построение ступенчатого графика качественно-количественного регулирования: для этого определяются точки скачкообразного изменения гидравлики сети (включение или выключение насосов) $t_н[k]$ по следующему алгоритму:

– корректируем систему граничных условий оптимизации годового графика с учетом ступенчатого изменения напора на источнике;

– рассчитываем затраты ИТ относимые на отпуск тепловой энергии;

– определяем (из системы граничных условий) варианты соответствий напора и температуры на источнике, соответствующие минимальным затратам;

– точки скачкообразного изменения гидравлики сети $t_н[k]$ соответствуют условию: $H_{ист}[k] \neq H_{ист}[k-1]$.

С использованием данной методики, по критерию минимальных затрат на отпуск тепловой энергии, был скорректирован существующий температурный график поселения городского типа (далее – пгт) Ясногорск (Забайкальский край) (см. рисунки 5.5, 5.6). Снижение затрат генерирующей компании при сохранении качества теплоснабжения составило около 1 *млн. руб.* / *год* .

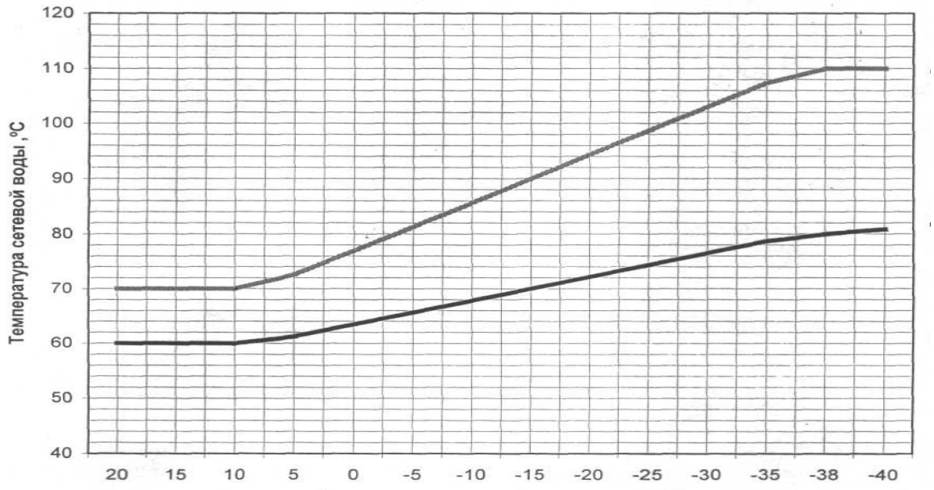
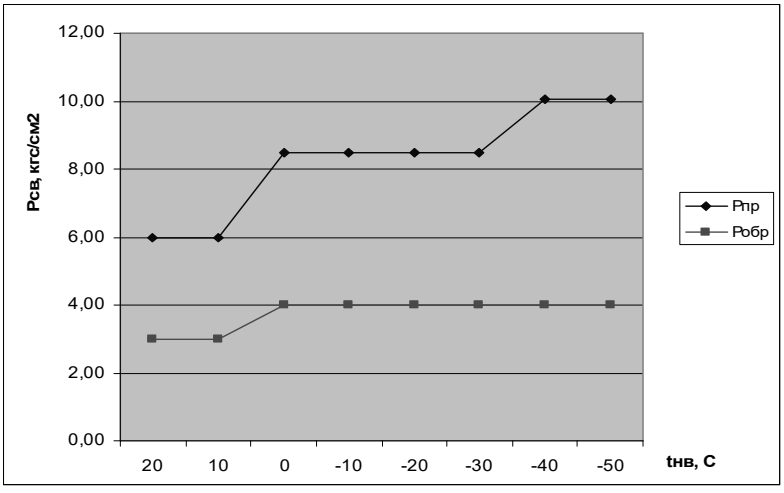


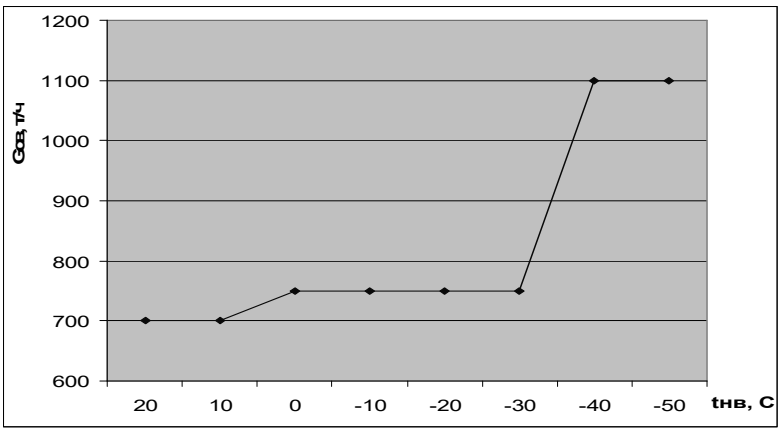
Рисунок 5.5 – Существующий график качественного регулирования пгт Ясногорск

Другим примером реализации предложенной методики может служить оптимизация функционирования тепловых сетей г. Читы. Для реализации методики оптимизации отпуска теплоты от ИТ путем создания оптимального графика качественно-количественного регулирования было необходимо построение комплексной модели СЦТ. Создание модели тепловой сети ТЭЦ-1 – Город (г. Чита) позволило достаточно достоверно смоделировать существующие теплосети города с учетом их реального состояния (на основе гидравлических и тепловых испытаний). С учетом расчетной модели были получены значения необходимых напоров на ИТ для ряда температур прямой сетевой воды, соответствующих снижению расхода теплоносителя на ИТ, позволяющему отключить определенное количество насосов. Во избежание изменения режима работы потребителей тепловой энергии, при новых значениях напора на ИТ, расчетная модель позволила создать новый пьезометрический график теплосети, при котором не происходит изменения диаметра сужающих устройств, установленных на потребителях для условий расчетного режима. По критерию минимальных затрат на отпуск тепловой энергии генерирующей компанией (включающий затраты на топливо, а также расчет затраты на электроэнергию, затрачиваемую на привод насосов) был скорректирован существующий температурный график.



а)

Рисунок 5.6 – Расчётный график ступенчатого количественного ре-



б)

гулирования пгт Ясногорск: а) напорная характеристика; б) расходная характеристика

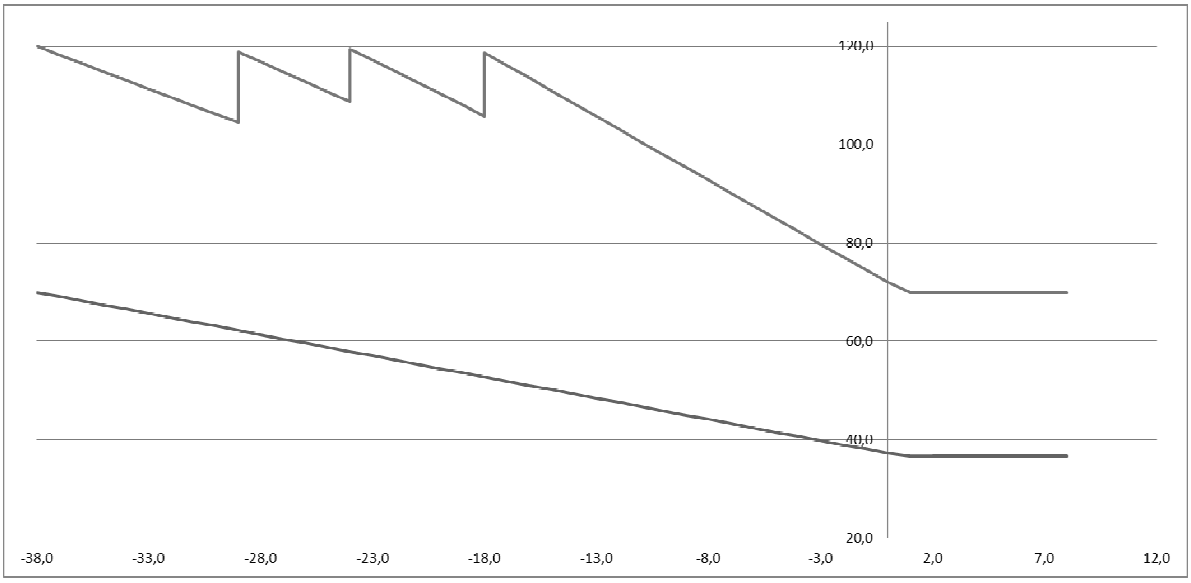


Рисунок 5.7 – Ступенчатый температурный график ТЭЦ-1 – Город (г. Чита)

Изменение температурного графика с $120/70$ на $137/70^{0}C$ приводит к изменению расхода $10618\ldots7942\ т/ч$ и отключению двух насосов на ИТ и пяти насосов на повысительных насосных города, при расчетной температуре $t_{нв}=-38^{0}C$, приводит к перерасходу топлива на $3{,}96\ т\ у.т./ч.$, или 8368 руб. в час. При этом снижение потребления электроэнергии сетевыми насосами в денежном эквиваленте составит $27262\ руб./ч.$ Суммарный эффект – $18894\ руб./ч$, или $\approx 45\ млн\ руб./год$.

Дальнейшее снижение расхода теплоносителя и отключение насосного оборудования приводит к еще большей экономии, но на увеличении температуры прямой сетевой воды накладываются ограничения в связи с тем, что существующие теплосети рассчитаны на температуру теплоносителя, не превышающую $120^{0}C$. Таким образом, переход на более экономичный график возможен только

при достижении графиком этой температуры, например график $137/70^{0}C$ достигает температуры $120^{0}C$ при $t_{нв} = -29^{0}C$. С учетом этой особенности был построен конечный температурный график (см. рисунок. 5.7). Изменение температурного графика теплосети ТЭЦ-1 – Город с $120/70$ на $137/70^{0}C$ был осуществлен в отопительный период 2013–2014 гг.

5.2.2. Методика оптимизации суточного графика центрального регулирования отпуска теплоты от ТЭС

В условиях развитых систем диспетчеризации современных СЦТ регулирование может осуществляться с учетом фактической динамики функционирования характерных потребителей на основе способа [390], учитывающего инерционные свойства зданий и тепловых сетей (с учетом разработанной выше модели тепловой инерционности СЦТ).

С целью нормализации температуры обратной сетевой воды, получения значительного экономического эффекта и увеличения располагаемой мощности СЦТ предлагается осуществлять регулирование отпуска теплоты от ИТ, учитывающее изменение нагрузки ГВС, а также изменение температуры наружного воздуха в течение суток, которое для многих континентальных районов Сибири достигает $20^{0}C$. Функционирование потребителей тепловой энергии и производителя имеет взаимосвязанный характер: температурное воздействие одного оказывает влияние на работу другого.

Поскольку потребители тепловой энергии реальных ТЭС расположены на разном расстоянии от ИТ, то при оптимизации отпуска теплоты необходимо разделять потребителей по географическому признаку. В районах теплопотребления необходимо вычленить характерных потребителей (обеспечение суточного теплопотребления которого обеспечивает остальных потребителей района), принадлежащих к группам административных и жилых. Для оптимизации отпуска теплоты в режиме реального времени предлагается разделить сутки на ряд промежутков $(2…8)$. В каждом из временных промежутков находятся усредненные па-

раметры, характеризующие теплопотребление: нагрузки ГВС для каждого из типов потребителей, а также температура наружного воздуха.

Первым этапом оптимизации является нахождение характерных потребителей для всей системы. Для этого могут быть использованы соответствующие модели функционирования системы [152, 360, 362, 367]. При этом годовой график гидравлических характеристик сети (разность давлений между трубопроводами прямой и обратной сетевой воды и расход в них) является заданным.

На втором этапе оптимизации находятся температуры прямой сетевой воды на ИТ в предшествующий временной промежуток, необходимые для того, чтобы в рассматриваемый временной промежуток температура сетевой воды у характерных потребителей была равна температуре, найденной на первом этапе. Для этого можно воспользоваться формулой, полученной из уравнения (5.76):

$$t_{\tau}^{ист}=\frac{\left(\begin{array}{l}\dfrac{\bar{t}_{в}-\bar{t}_{в}^{н}\cdot e^{\frac{f}{q}\tau}}{\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u}+\omega}\cdot W_{м}^{o}}+\dfrac{\chi_0\cdot V_{зд}\cdot t_{н}+Q_{ВИ}-\dfrac{Q_{ГВС}^{II}}{W_{м}^{ГВС}}\cdot\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u}+\omega}\cdot W_{м}^{o}}{f\cdot\dfrac{1}{\dfrac{0{,}5+u}{1+u}+\omega}\cdot W_{м}^{o}}\cdot\left(1-e^{\frac{f}{q}\tau}\right)-\\ -\dfrac{t_{n_{ТС}}^{н}}{q\cdot\varphi_{n_{ТС}}-f}\cdot W_{м}^{o}\cdot\left(e^{\varphi_{n_{ТС}}\tau}-e^{\frac{f}{q}\tau}\right)-\sum_{S=0}^{n_{ТС}-1}\left[\dfrac{e^{\varphi_S\tau}-e^{\varphi_{n_{ТС}}\tau}}{q\cdot\varphi_S-f}\cdot\left(\gamma_S^{n_{ТС}}(t^{H})+\gamma_S^{n_{ТС}}(\beta)\right)\right]\end{array}\right)}{\left(\dfrac{e^{\varphi_0\tau}-e^{\varphi_{n_{ТС}}\tau}}{q\cdot\varphi_0-f}\cdot\prod_{I=1}^{n_{ТС}}\left(\dfrac{1}{\varphi_0-\varphi_I}\cdot\alpha_I\right)+\sum_{S=1}^{n_{ТС}-1}\left[\dfrac{e^{\varphi_S\tau}-e^{\varphi_{n_{ТС}}\tau}}{q\cdot\varphi_S-f}\cdot\psi_{Л\,P=0}^{S(-)}\cdot\prod_{R=S+1}^{n_{ТС}}\left[\dfrac{1}{\varphi_S-\varphi_R}\cdot\alpha_R\right]\right]\right)},$$

где все обозначения такие, как в формуле (5.76).

Результатом второго этапа является определение диапазона температур прямой сетевой воды на ТЭЦ для каждого интервала времени. Дополнительным условием при расчете необходимой температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ в рассматриваемый интервал времени является то, что максимальная скорость изменения температуры прямой сетевой воды на ТЭЦ не должна превышать 30 ^{0}С/ч. Также необходимо обеспечить соблюдение договорных условий качества теплоснабжения всех потребителей: $\overline{Q}_o=1$ и отсутствие значительных изменений температуры внутреннего воздуха. Для учета данных ограничений необходимо при определении температуры в каждый временной промежуток учитывать возможность ее изменения относительно предшествующего значения, а также проверять

диапазоны на соблюдение суточного баланса теплопотребления и изменение температуры внутреннего воздуха с учетом теплоаккумулирующих свойств.

Третьим этапом оптимизации является расчет всех вариантов изменения температуры прямой сетевой воды по временным промежуткам, в пределах диапазонов, полученных на втором этапе. Предварительно необходимо разбить полученные на втором этапе диапазоны температур сетевой воды для каждого из временных промежутков с определенным шагом. В результате расчета получаем матрицу возможных изменений температуры прямой сетевой воды на коллекторах ТЭЦ в течение рассматриваемых суток.

Критерием оптимальности отпуска теплоты является минимизация суммарных в течение суток затрат в системе.

$$\begin{cases} З^{ист} = \sum_{i=1}^{24} З_i^{ист} \rightarrow \min, \\ З_i^{ист} = f_{opt}\left(\Delta P_{ист},\ V_{ист}, t_\tau^{ист} = t_1^{ист} \ldots t_{24}^{ист}, t_{нв},\ Q_j^{гвс}\right). \end{cases}$$

Оптимизация отпуска теплоты от ТЭС потребителю с учетом изменения в течение суток нагрузки ГВС и температуры наружного воздуха была рассмотрена на примере СЦТ микрорайона (далее – мкр.) КСК (г. Читы). Теплоснабжение осуществляется от изолированной СПУ 2-х ТА ПТ-60-90/13, состоящей из ПСП и ОСП. Тепловые нагрузки СЦТ мкр. КСК: отопительная нагрузка – 114,674 *МВт*; нагрузка ГВС – 30,455 *МВт*. Отопительные установки всех потребителей тепловой энергии подключены по независимой схеме. Регулирование отпуска теплоты на отопление отсутствует. Установки ГВС потребителей тепловой энергии, имеющих нагрузку ГВС, присоединены по двухступенчатой последовательной независимой схеме. В рассматриваемом районе расположен ряд объектов теплоснабжения, принадлежащих к группе административных.

Суммарные тепловые нагрузки административных зданий: отопительная нагрузка – 10,1 *МВт*; нагрузка ГВС – 0,902 *МВт*.

Суммарные тепловые нагрузки жилых зданий: отопительная нагрузка – 104,574 *МВт*; нагрузка ГВС – 29,553 *МВт*.

Таблица 5.9

Тепловые сети мкр. КСК по районам теплопотребления

№ п/п	Район	Отопительная нагрузка, МВт	Нагрузка ГВС, МВт	Доля административных зданий в отопительной нагрузке, %	Доля административных зданий в нагрузке ГВС, %
1	Западный ввод	14,056	3,049	1,4	3,9
2	ПРП	5,407	0,008	100	100
3	Восточный ввод	13,206	2,664	2,6	1,4
4	6-й микрорайон	18,473	4,672	3,1	3,4
5	5-й микрорайон	22,466	4,898	1,1	3,3
6	4-й микрорайон	26,342	5,433	4,1	2,8
7	Нагорная	2,062	0,439	0	0
8	9-й микрорайон (восточная часть)	10,639	2,425	8,1	2,5
9	1-й микрорайон	16,522	3,56	2,1	2,6
10	9-й микрорайон (западная часть)	2,451	0,649	6,3	3,9
11	2-й микрорайон	13,505	2,659	6,8	3,1

В качестве примера оптимизации были рассмотрены сутки реального теплопотребления – 20 февраля.

Результаты расчета и реальное изменение температуры сетевой воды в рассматриваемый временной промежуток сведены в таблицу 5.11.

Для нахождения экономического эффекта от оптимизации отпуска теплоты от ТЭС потребителю было рассчитано снижение средней температуры сетевой воды в СЦТ мкр. КСК в течение отопительного периода. Для этого были рассчитаны средние разности расчётных и реальных температур сетевой воды в течение ряда месяцев отопительного сезона.

Произведенные расчеты экономического эффекта [373] показали экономию условного топлива в размере $0{,}471\ т\ у.т./ч$, что эквивалентно $3052{,}08\ т\ у.т./год$, или $6{,}5\ млн\ руб./год$ (в ценах марта 2015 года).

Анализ внедрения предложенной методики на СЦТ ТЭЦ-1 – КСК (г. Чита) показал превышение фактических значений экономии над расчетными в среднем на 10–15 %. Что вызвано тем, что при расчетах не учитывался суточный перегрев характерных потребителей. В [364] рассмотрен алгоритм учета перегрева характерных абонентов, который заключается в расчете графиков отпуска тепловой

энергии от ИТ, достаточных для покрытия суточной потребности в целом $\overline{Q}_o = 1$ [365, 366, 394].

Таблица 5.10

Результаты расчёта и реальное изменение температуры сетевой воды 20.02

Время (час)	Расчётные (оптимальные) температуры сетевой воды °С		Реальные температуры сетевой воды °С		Разность температур сетевой воды °С	
	прямой	обратной	прямой	обратной	прямой	обратной
0	73,63149	47,06801	75,72	43,10	2,08851	-3,968
2	69,67956	39,81149	75,94	43,28	6,26044	3,468
4	69,99811	35,85956	76,10	43,15	6,10189	7,290
6	71,64927	36,17811	76,15	43,51	4,50073	7,331
8	72,73549	37,82927	76,34	43,84	3,60451	6,010
10	71,48675	38,91549	76,55	43,95	5,06325	5,034
12	71,97299	37,66675	76,59	44,10	4,61701	6,433
14	73,14545	38,15299	76,48	43,92	3,33455	5,767
16	77,82247	39,32545	76,49	45,20	-1,33247	5,874
18	79,07191	44,00247	76,93	44,52	-2,14191	0,517
20	82,0132	45,25191	77,06	43,66	-4,9532	-1,591
22	80,88801	48,1932	76,82	43,27	-4,06801	-4,92
24	73,63149	47,06801	76,77	42,90	3,13851	-4,168
средняя	74,44	41,18	76,46	43,72	2,01	2,54

Таблица 5.11

Результаты расчета и реальное изменение температуры сетевой воды в течение ряда месяцев отопительного сезона

Месяцы	Разность температур сетевой воды, ^0C	
	прямой	обратной
09	1,86578	1,86578
10	2,16324	2,16324
11	2,268576	2,316118
12	2,204529	2,317776
01	2,16868	2,264929
02	2,22588	2,22588
03	2,20918	2,28183
04	2,157882	2,25518
05	1,971201	2,259482
среднее	2,137216	2,216691

На графиках 5.8, 5.9 [364] рассмотрены зависимости $\overline{Q}_o$ (у характерных абонентов 173 и 214 тепловой сети пгт Приаргунск) в течение суток без учета и с учетом перегрева.

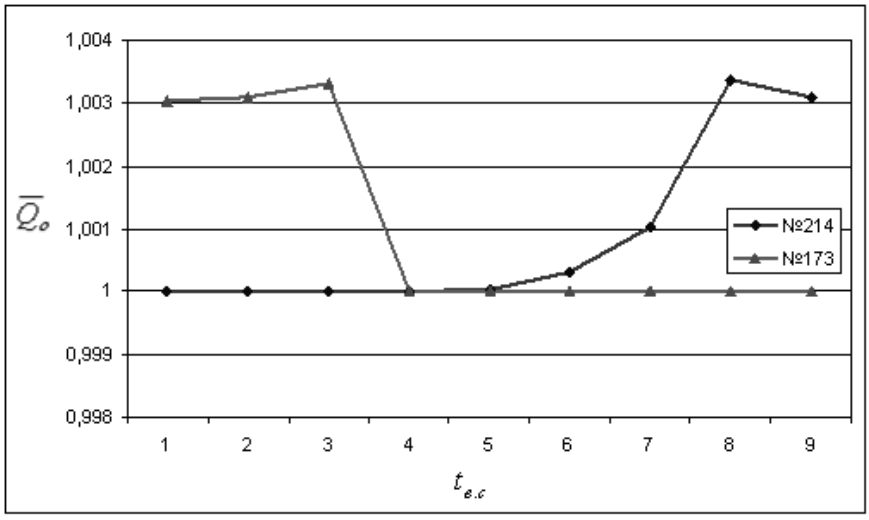


Рисунок 5.8 – Относительный расход тепла при оптимальном графике без учета перегрева

Из графиков видно, что учет перегрева позволяет снизить среднесуточный отпуск тепловой энергии от ТЭС и, как следствие, добиться дополнительной экономии.

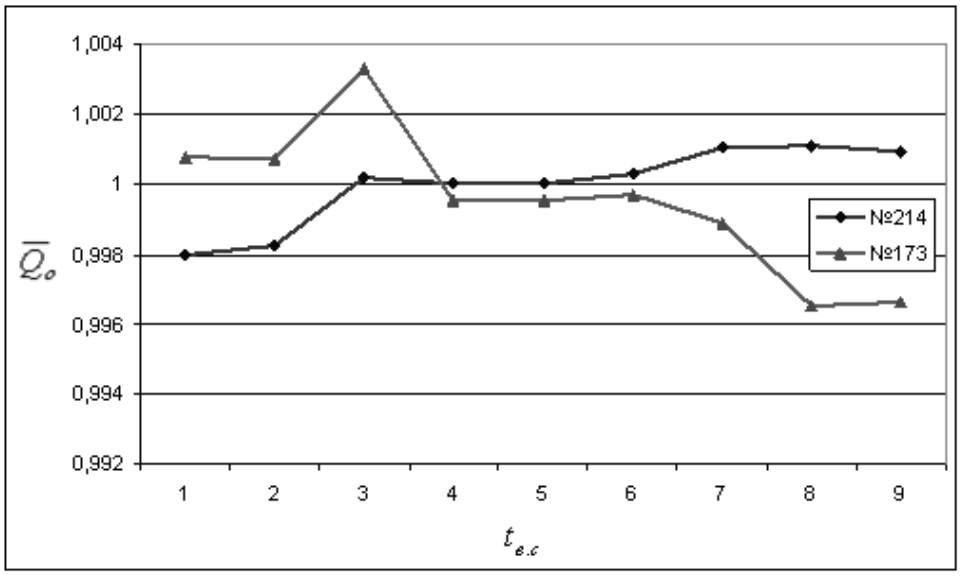


Рисунок 5.9 – Относительный расход тепла при оптимальном графике с учетом перегрева

Приведенные с помощью [360] расчеты показали значительную эффективность предлагаемых методов оптимизации для СЦТ с отрытым водоразбором на нужды ГВС. Экономический эффект на Приаргунской ТЭЦ (осуществляет теплоснабжение пгт Приаргунск (Забайкальский край) – 8,1 тыс. чел.) составил около

2,8 млн руб. в год (в ценах марта 2015 года) [394].

2.2.3. Комплексный подход к оптимизации функционирования современных СЦТ

Наметившийся в последнее время рост потребления как электрической, так и тепловой энергии при практически полном отсутствии ввода новых энергетических мощностей ставит вопрос о возможном дефиците тепловой энергии. Строительство новых станций требует больших капитальных вложений, оптимизация же отпуска тепловой энергии от ИТ позволит высвободить существующие мощности для присоединения новых потребителей. При этом современные СЦТ характеризуются неоптимальностью функционирования, которая выражается в разбалансировке системы, недоотпуске тепла одним потребителям и перетопе других, а также завышением от нормативных значений температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению располагаемой мощности СЦТ.

Для решения данной проблемы предполагается применять комплексный подход к оптимизации функционирования современных СЦТ. Данный подход заключается в совмещении метода оптимизации отпуска теплоты от ИТ потребителю с учетом изменения нагрузки ГВС и температуры наружного воздуха в течение суток посредством построения взаимосвязанных моделей потребителей тепловой энергии, тепловых сетей и ИТ с учетом реальных характеристик системы, полученных посредством натурных экспериментальных исследований, с внесением изменений в сами системы, осуществляемых на основе расчета оптимальных характеристик системы в целом и ее составных частей посредством корректировки потокораспределения и набора оборудования тепловых пунктов ряда потребителей [395]. Алгоритм комплексного подхода представлен на рисунке 5.10.

В качестве примера применения данной методики на закрытых СЦТ рассмотрим СЦТ пгт Ясногорск. ИТ в которой являются нерегулируемые отборы блоков К-215 ХарГРЭС. СТ (см. рисунок 5.11) разделена на 10 участков (лучей) и содержит более 125 потребителей (включая 39 многоквартирных домов). Длина трубопроводов более 12,5 *тыс. м.* Температурный график представлен на рисунке

5.5. Гидравлические характеристики: $\Delta P = 1{,}5 \pm 0{,}05 - 0{,}65 \pm 0{,}05$ *МПа*, $G = 1{,}1$ *тыс. т/ч*.

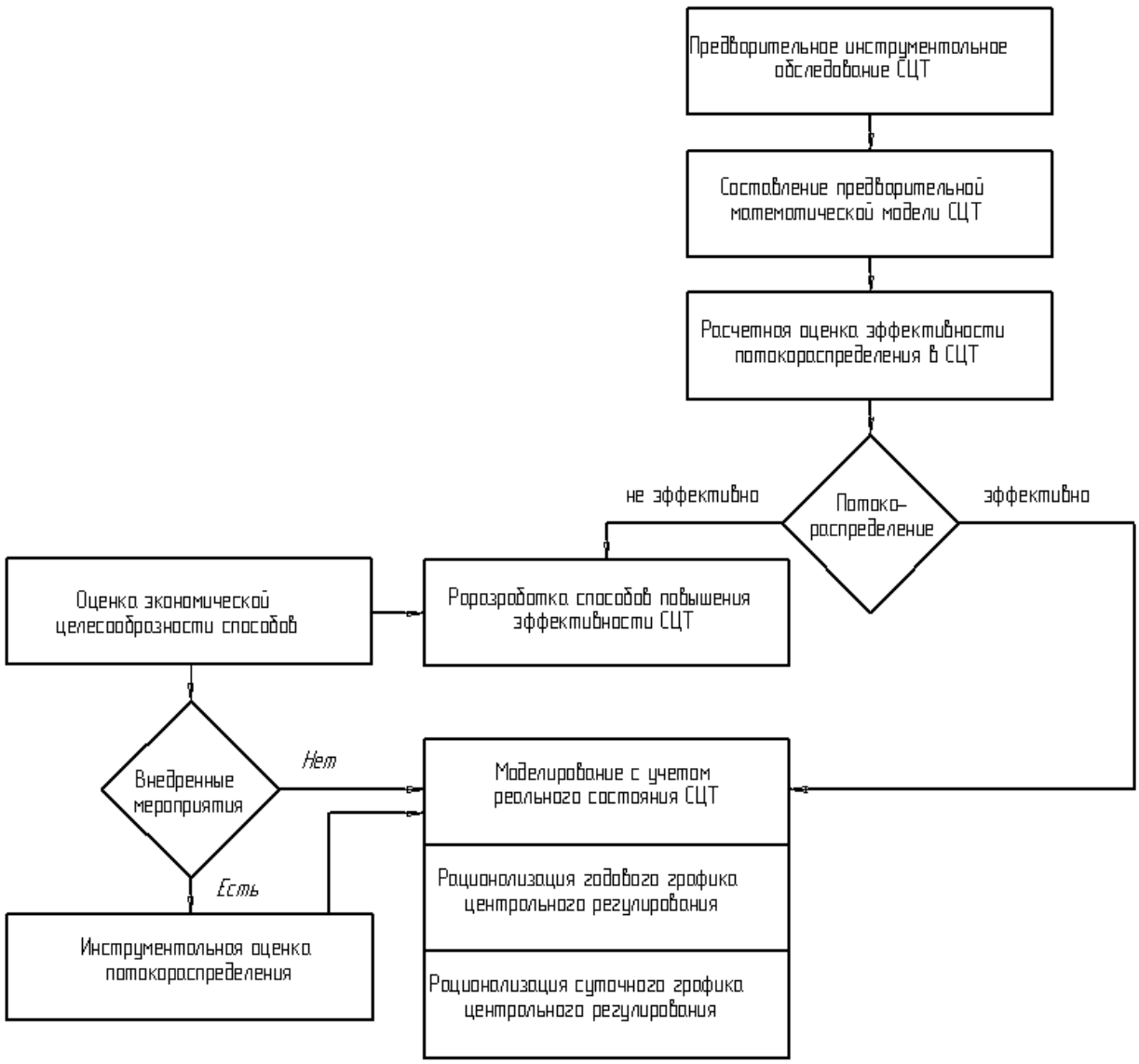


Рисунок 5.10 – Алгоритм комплексного подхода к оптимизации функционирования современных СЦТ

СОт зависимые с элеваторами (расчетный перепад в СОт $95/70^{0}C$). САР в ИТП отсутствуют.

Первым этапом применения предлагаемого подхода являлось получение реальных характеристик системы на основе натурных экспериментальных исследований, необходимых для внесения обоснованных изменений в сами системы, осуществляемых на основе расчета оптимальных характеристик системы в целом и ее составных частей посредством корректировки потокораспределения и набора

оборудования тепловых пунктов ряда потребителей, а также для их внесения в оптимизационную модель.

В ходе произведенных расчетов значение расчетного расхода сетевой воды практически совпадает с показаниями теплосчетчика, установленного на границе раздела ХарГРЭС/ОАО «Коммунальник».

Практически все подогреватели не соответствуют расчетным величинам. Расчетные значения соответствуют нормативному значению гидравлического сопротивления, использование несоответствующих теплообменников приводит к увеличению потерь давления на объектах теплоснабжения. Наиболее рациональным является замена в первую очередь подогревателей на объектах с большой величиной нагрузки. Кроме того, другое оборудование тепловых вводов на большинстве потребителей не соответствует нормам.

Расчет расходов по лучам выявил (а в ходе испытаний подтвердилось), что на три первых луча (см. рисунок 5.11) расход при нормативном значении $47{,}1\ т/ч$ фактически составил $202{,}4\ т/ч$ (что в 4,3 раза выше). На всех других объектах и лучах расходы значительно ниже нормативного значения от 0,53 до 0,92.

По результатам расчетов были даны рекомендации по установке регулирующих устройств на ряде лучей. Снижение расхода после установки регулирующих устройств составило $13-87\,\%$. В среднем по головным ответвлениям 69%. Кроме того увеличился рсполагаемый напор в крайней узловой точке с $0{,}016$ до $0{,}025\ МПа$ (в 1,56 раз).

Были определены критические места системы, ограничивающие ее располагаемую тепловую мощность и снижающие экономичность. Результаты обследований показали, что расчетные потери давления на различных участках системы теплоснабжения поселка в целом соответствуют нормативным величинам, но на участке № 102 наблюдается незначительное превышение значений потерь. При увеличении диаметра трубы на этом участке с 300 до $400\ мм$ потери давления будут соответствовать нормативным величинам. Кроме того, для увеличения расхода теплоносителя на Луч 9 необходимо увеличить диаметр трубопровода 219 до

273 *мм* на участке от ТК 10 до ТК 34А (172 м).

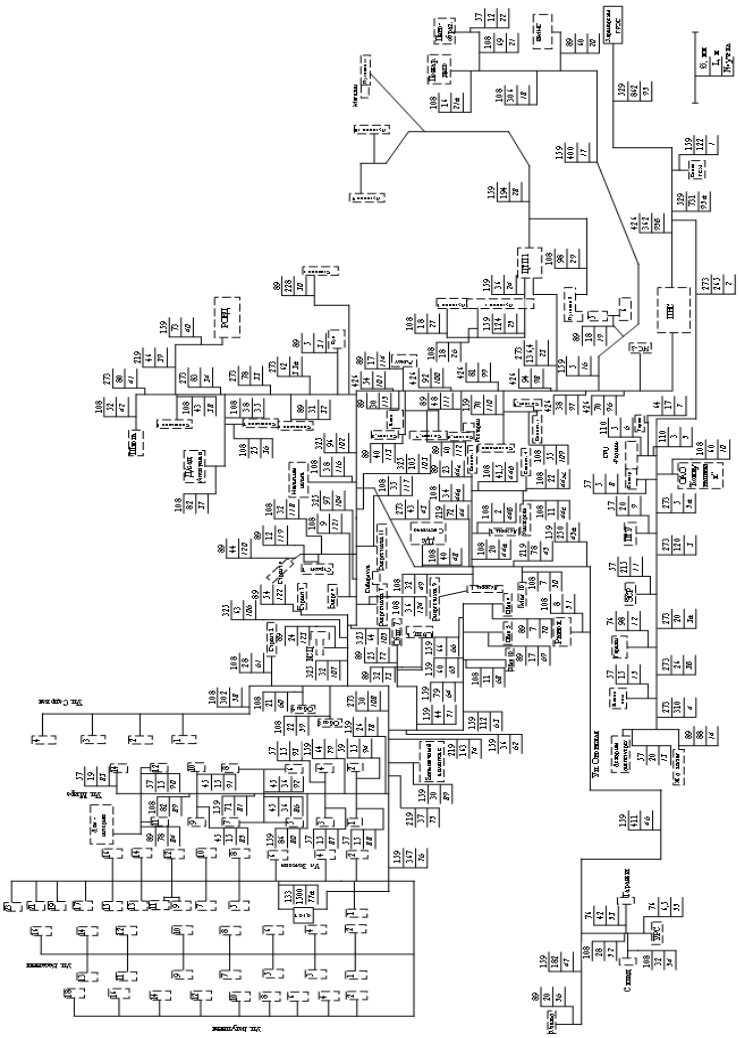


Рисунок 5.11 – Принципиальная схема теплоснабжения пгт Ясногорск

По результатам расчетов было предложено автоматизировать ЦТП-1 и ЦТП-2 с применением насосного смешения и САР. Применение данных систем позволит как повысить экономичность отпуска теплоты всей системы, так и увеличить ее располагаемую тепловую мощность на 8,4 % при сохранении расхода теплоносителя и пропусканной способности тепловых сетей. Кроме того, установка данных систем снизит потребление тепловой энергии присоединенных к ЦТП потребителей.

Оценка экономического эффекта только для потребителей тепловой энергии показала: $T_{ок}^{ЦТП-1} = 0{,}6\ г.$, $T_{ок}^{ЦТП-2} = 1{,}5\ г.$ (расчет производился в сопоставимых ценах 2008 г.).

Таблица 5.12

Ожидаемая экономия тепловой энергии от внедрения САР на ЦТП № 1 пгт Ясногорск

Расчётная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчётная теплова я нагрузк а ГВС, Гкал/ч	Годовое потребл ение тепла на отопле ние, Гкал	Годовое потребл ение тепла на ГВС, Гкал	Годовое потребление тепла на отоплени е+ГВС, Гкал	Ожидаемая экономия тепла от внедрения автоматики , Гкал/год	Стоим ость тепло- вой энерги и, р./Гкал	Ожидаем ая экономия тепла от внедрени я САР, р.
1	2	3	4	5	6	7	8
3,21	0,91	9162,62	7655,76	16818,38	5045,51	500,00	2522756,8

Таблица 5.13

Ожидаемая экономия тепловой энергии от внедрения САР на ЦТП № 2 пгт Ясногорск

Расчётная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчётная теплова я нагрузк а ГВС, Гкал/ч	Годовое потребл ение тепла на отопле ние, Гкал	Годово е потреб ление тепла на ГВС, Гкал	Годовое потребление тепла на отоплени е+ГВС, Гкал	Ожидаемая экономия тепла от внедрения автоматики , Гкал/год	Стоим ость теплов ой энерги и, р./Гкал	Ожидаем ая экономи я тепла от внедрен ия САР, р.
1	2	3	4	5	6	7	8
1,81	0,12	5166,50	1029,84	6196,34	1858,90	500,00	929451,6

Кроме этого были предложены следующие энергосберегающие мероприятия:

– для распределения расходов по лучам тепловых сетей в соответствии с нагрузкой присоединенных потребителей целесообразно установить балансировочные клапаны PP (ручные) типа MSV-F на 9 лучах (срок окупаемости 2 года);

– замена скоростных кожухотрубчатых подогревателей ГВС на пластинчатые – снижение расхода сетевой воды на подогрев горячей воды и, как следствие, снижение расхода тепловой энергии (срок окупаемости 2,2 года);

– стоимость замены элеваторов на объектах в пгт Ясногорск 134,3 *тыс. руб.* (срок окупаемости 3 года).

Кроме того, была осуществлена оценка возможности перехода системы теплоснабжения на другие графики температур. Например, расчет перехода на график $95/70^{0}C$ показал увеличение расчетного расхода с 372,73 до 937,9 $т/ч$ в

1,28 раз. Расчетные потери давления возросли со 195,94 до 321,94 кПа в 1,64 раз. Для приведения потерь давлений к нормативным необходимо провести перекладку трубопроводов (суммарно 692 *м*), что экономически не оправдано.

Вторым этапом стало внедрение суточного регулирования отпуска теплоты с учетом реального состояния оборудования и скорректированных характеристик потокораспределения на основе применения математической модели системы «ИТ – тепловая сеть – потребители тепла», представленной выше.

Как указывалось ранее, методика предусматривает осуществление поиска характерных абонентов сети при определенных условиях. При этом оптимальный суточный график отпуска теплоты потребителям будет соответствовать минимальному их перетопу. Критерием оптимальности при его выборе являются минимальные затраты генерирующей компании при соблюдении суточных балансов теплоты у потребителей.

Данный подход имеет ряд преимуществ перед существующими аналогами:

– расчет осуществляется с учетом реального состояния системы;

– использование при оптимизации теплоаккумулирующих свойств зданий и тепловых сетей;

– нагрузка ГВС принимается в расчетах с учетом суточной неравномерности, определенной для различных групп потребителей. Соблюдение основного ограничительного условия суточного графика регулирования (баланс теплоты);

– в модели не только производится расчет характеристик абонентов в конкретные моменты времени, но и осуществляется суточный анализ, при этом появляется возможность учитывать суточный перегрев абонентов и осуществлять регулирование параметров на ИТ с учетом суточной оптимизации;

– помимо удовлетворения потребностей всех потребителей в модели появляется возможность оптимизировать суточный график отпуска теплоты на основе анализа всевозможных графиков, а в качестве критерия оптимальности принимаются затраты на ТЭС при заданной электрической нагрузке;

– температуры прямой сетевой воды у всех потребителей и обратной сетевой воды на ИТ находятся с учетом инерционности изменения параметров тепло-

носителя по методике, представленной выше.

Преимущества комплексного подхода невозможно получить без моделирования режимов работы основного оборудования ИТ. На основании данных моделей можно достичь комплексной оптимизации режимов работы СЦТ.

5.3. Повышение эффективности и увеличение располагаемой мощности СЦТ за счет внедрения малозатратных методов повышения эффективности потребителей тепловой энергии и использования теплонасосных установок в тепловых сетях

5.3.1. Повышение эффективности СЦТ за счет использования теплонасосных установок в тепловых сетях

Представленная в п. 5.2.2 методика суточной корректировки графиков центрального качественного регулирования учитывает инерционное запаздывание теплоносителя. При этом существующие тепловые сети реальных СЦТ характеризуются сложной конфигурацией и разнородными инерционными свойствами отдельных лучей. Разная тепловая инерционность не позволяет в полной мере использовать оптимальные графики суточного регулирования в СЦТ вследствие невозможности формирования индивидуальных температурных графиков для равноудаленных районов теплопотребления (определяемых по характерным потребителям). Формирование оптимальных температурных графиков для равноудаленных районов даст возможность снизить затраты теплоснабжающей организации на топливо за счет отсутствия перетопов у потребителей, уменьшения температуры сетевой воды после установок ГВС у потребителей в ночное время (в период снижения нагрузки ГВС). Формирование индивидуальных температурных графиков для равноудаленных районов теплопотребления предлагается за счет выборочного догрева теплоносителя с применением теплонаносных установок (далее – ТНУ) [409] (см. рисунок 5.12). Кроме того, применение ТНУ позволит значительно увеличить располагаемую мощность СЦТ при относительно небольших капитальных затратах.

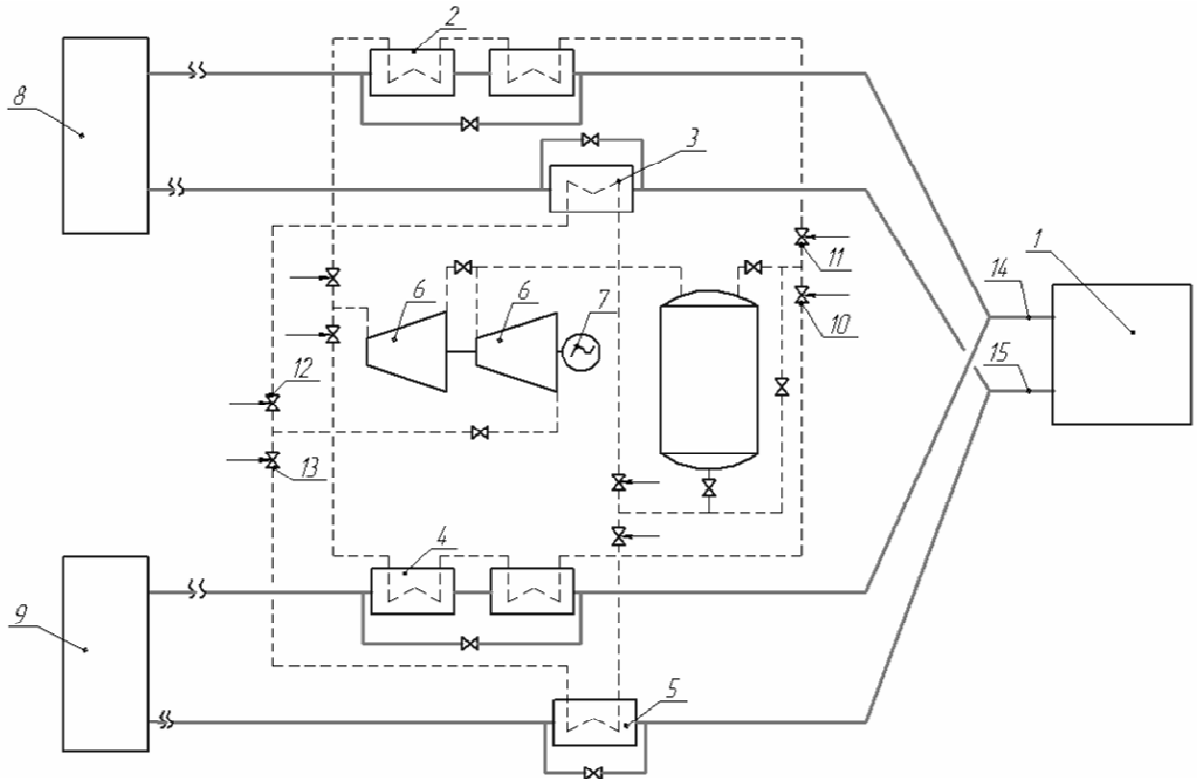


Рисунок 5.12 – Принципиальная схема метода [409]:
1– ИТ; 2-3 – конденсатор ТНУ; 4-5 – испаритель ТНУ; 6 – ТНУ; 7 – электродвигатель; 8 – группа потребителей I; 9 – группа потребителей II; 10-13 – РР; 14 – магистраль от ИТ; 15 – магистраль к ИТ

Оптимизация осуществляется исходя из того, что напор на ИТ известен и равен оптимальному (по годовому графику качественно-колличественного регулирования), найденному по методике п. 5.2.1. Оптимизация суточного графика осуществляется согласно методике, представленной в п. 5.2.2.

Температурный график от ИТ теплоснабжения выставляется минимально необходимый для покрытия нагрузки всех районов теплопотребления, а необходимые повышенные графики для отдельных групп формируются за счет догрева теплоносителя в ТНУ. Низкопотенциальным источником для ТНУ служит трубопровод обратной сетевой воды (если нет других природных или техногенных источников).

Экономическая эффективность внедрения ТНУ для перераспределения потоков теплоты

В качестве примера рассмотрим СЦТ г. Читы. Оптимизация графика определяет возможность снижения температуры прямой сетевой воды с ЧитТЭЦ-1 на $2-8\ ^{0}C$. Как было показано выше, изменение суточного графика нагрузки ГВС

имеет значительный спад $23^{00}\ldots6^{00}$. Разная инерционность частей СЦТ занижает эффективность оптимизации. Для исключения этого в павильоне П-2-5 имеется возможность использования разработанной схемы работы ТНУ. Период обращения $T_{ДУ-500}$ «Луч Ломоносовский» значительно меньше, чем $T_{ДУ-800}$ «Луч Сосновый бор», что потребует использования одной или двух ТНУ. ТНУ будут подогревать теплоноситель от ИТ на $2-8\ ^0C$ $T_{ДУ-500}$ и $T_{ДУ-800}$, используя теплоту теплоносителя, идущего от потребителей, что даст возможность снизить параметры теплоносителя на ИТ ТЭЦ-1 на $2-8\ ^0C$.

Для реализации могут быть применены высокотемпературные ТНУ на базе НТ-12000-2 (технические характеристики приведены в таблице 5.14) поскольку одной из особенностей данного теплового насоса является интервал изменения мощности $20\ldots100$ %

ТНУ-1 и ТНУ-2 имеют по одному $HT-1200-2$ (ЗАО «Казань компрессормаш»). Данный вариант включения ТНУ будет использоваться в летом и в осенне-весенний период с температурой теплоносителя не более $98\ ^0C$.

Согласно рисункам 5.13, 5.14 применение ТНУ в СЦТ (ТЭЦ-1 – Город) позволит расширить возможности суточной оптимизации температурного графика. Инерция теплоносителя от ЧитТЭЦ-1 до П-1-5 равна $1{,}1\ ч$, а инерция по «Луч Ломоносовский» – $1{,}16\ ч$. Следовательно, температуру теплоносителя по $T_{ДУ-800}$ на ИТ можно понизить на $1{,}0\ ч$ раньше. При достижении температурной волны П-2-5 необходимо с помощью ТНУ-1 осуществить догрев теплоносителя на «Луч Сосновый бор». Поскольку снижение параметров у потребителей необходимо в 23^{00} на ИТ, занижение требуется на $4{,}34\ ч$ в переходный период и на $6{,}4\ ч$ в летний период раньше. При этом через $1{,}1\ ч$ в переходный период и $1{,}55\ ч$ в летний период необходимо осуществлять нагрев теплоносителя на Ду-500 в ТНУ-1 ($2{,}08\ ч$ – в переходный период и $1{,}07\ ч$ – в летний период).

Таблица 5.14

Характеристики ТНУ НТ12000/2

Наименование	Размерность	Характеристики
Тип		вода-вода
Теплопроизводительностью	кВт/Гкал	12000/10,3
Компрессор		2-х ступенчатый центробежный
Регулировка производительности		20%-100%
Температура вых. воды	^0C	89-98
Управление		Микропроцессорный контролер
Расход нагреваемой воды	$m/ч$	1500
Расход охлаждаемой воды	$m/ч$	3000
R-134a		тетрафторэтан $CH_2F\text{-}CF_3$
Вес нетто	тон	25

Таблица 5.15

Расходные характеристики СЦТ «ТЭЦ-1 – Город»

Расход сетевой воды за год среднечасовой	Ноябрь-Февраль	С 1 Марта по 15 Мая	С 15 Мая по 15 Сентября	С 15 Сентября по Октябрь
Ду-800 т/ч	3731	3327,82	-	3604,9
Ду-1000 т/ч	6115	5375,	5600	5886,6

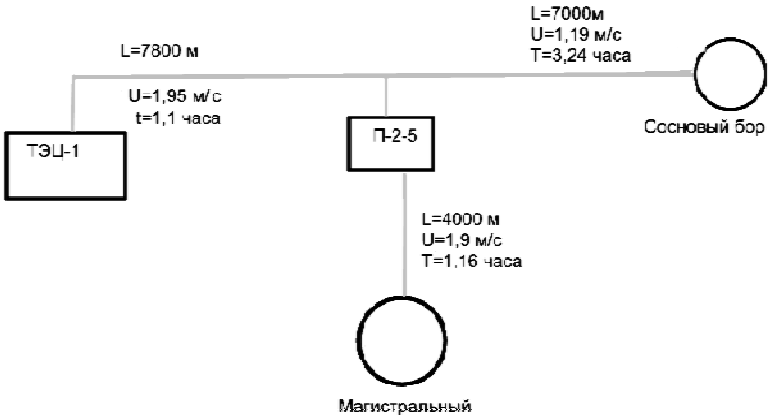


Рисунок 5.13 – Расходные характеристики СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (отопительный период)

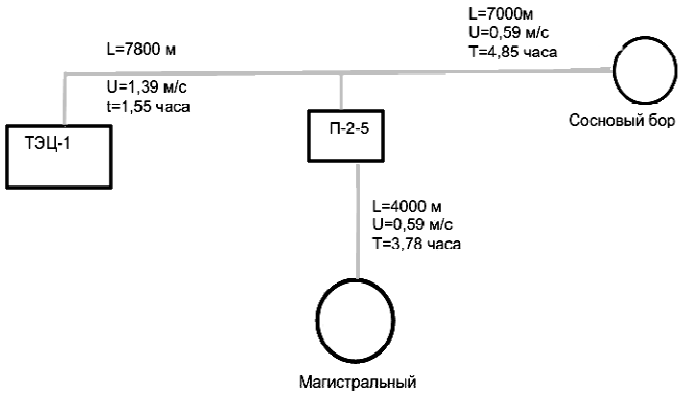


Рисунок 5.14 – Расходные характеристики СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (неотопительный период)

Поскольку длительность провала нагрузки ГВС у потребителей $7\,ч$, то занижение температуры теплоносителя от ТЭЦ-1 необходимо поддерживать: $9{,}16\,ч$ – в переходный период и $8{,}14\,ч$ – в летний период. При этом нужно нагревать теплоноситель на Ду-800 в ТНУ-2 (конечные $2{,}08\,ч$ в переходный период и $1{,}07\,ч$ в летний период).

На рисунке 5.15 рассмотрен режим весенне-осеннего периода применения ТНУ. На рисунке 5.16 представлен режим летнего периода применения ТНУ.

Расчет применения ТНУ для перераспределения потоков теплоты (см. таблицу 5.18) показал экономию в размере около $19\ млн\ руб./год$.

Таблица 5.16

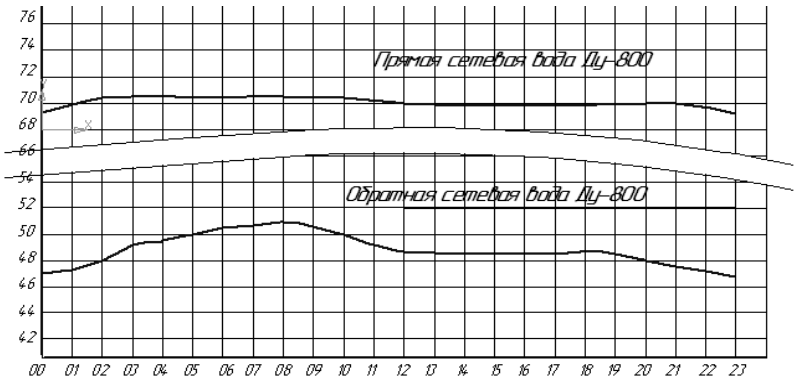
Суточные характеристики работы ТНУ в СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (отопительный период)

Наименование	Единица измерения	ТЭЦ -1		
		1000	800	П-2-5
Суммарный расход сетевой воды G Ду	т/ч	5302,8	3400	-
Расход сетевой воды $G_{луч}$ от П-2-5	т/ч	-	-	1307
Расход от П-2-5	т/ч	-	2093	1307
Диаметр трубопровода	мм	1000	800	500
Скорость теплоносителя	м/с	1,944	1,948	1,917
Расстояние от ТЭЦ-1 до П-2-5	м	7800	7800	-
протяжённость Ломон луча туда обр.	м	-	-	8000
протяжённость от П-2-5 до соснового Ду-800	м	--	14000	-
время движения от ТЭЦ-1 до П-2-5	час	1,11	1,11	-
Скорость теплоносителя Ду-800 после ПНС-1	м/с	-	1,19	-
Период обращения П-2-5 сосновый Ду-800	час	-	3,24	-
Период обращения П-2-5 Луч Л-ов	час	-	-	1,159
Температура прямой сет. воды tпр.	^{0}C	75	75	75
Температура обратной сет. воды t.	^{0}C	51	51	51
время включения ТНУ-1	час	-	-	18^{30}
время включения ТНУ-2	час	-	-	1^{30}
время откл ТНУ-1	час	-	-	20^{30}
время откл ТНУ-2	час	-	-	3^{30}
число часов работы ТНУ-1	час	-	-	2
число часов работы ТНУ-2	час	-	-	2
Эл. мощность ТНУ-1	кВт.	-	-	4210,5
Эл. мощность ТНУ-2	кВт.	-	-	2663,2
Эл. Мощность	кВт.	-	-	6873,7
Тепловая мощ. ТНУ 1	Гкал.	-	-	33,2
Тепловая мощ. ТНУ 2	Гкал.	-	-	21
Суммарное снижение теп. мощности отборов ТА	Гкал.	149,4	94,5	243,9

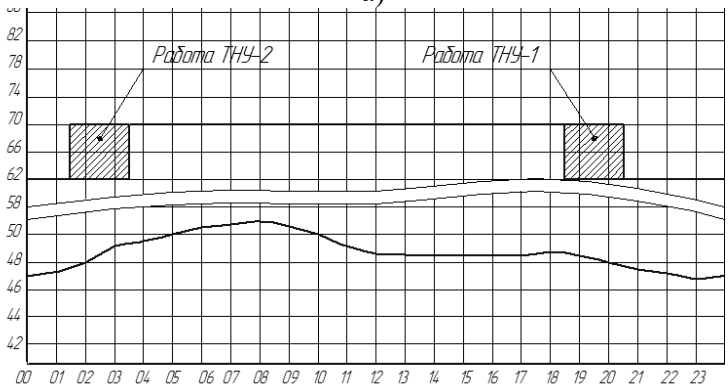
Таблица 5.17

Суточные характеристики работы ТНУ в СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (неотопительный период)

Наименование	Единица измерения	ТЭЦ -1		
		1000	800	П-2-5
Суммарный расход сетевой воды G Ду	т/ч	5600	-	-
Расход сетевой воды $G_{луч}$ от П-2-5	т/ч	-	-	400
Расход от П-2-5	т/ч	3800	1400	400
Димент трубопровода	мм	1000	800	500
Скорость теплоносителя	м/с	1,393	1,031	0,587
Расстояние от ТЭЦ-1 до П-2-5	м	7800	7800	
протяжённость Ломон луча туда обр.	м	-	-	8000
протяжённость от П-2-5 до соснового	м	-	14000	-
время движения от ТЭЦ-1 до П-2-5	час	1,55	-	-
Скорость теплоносителя Ду-800 после ПНС-1	м/с	-	0,8	-
Период обращения П-2-5 сосновый	час	-	4,85	-
Период обращения П-2-5 Луч Ломоносов	час	-	-	3,788
Температура прямой сет. Воды $t_{ПР.}$	^{0}C	64	64	64
Температура обратной сет. Воды $t_{ОБР.}$	^{0}C	50	50	50
время включения ТНУ-1	час	-	-	16^{30}
время включения ТНУ-2	час	-	-	23^{30}
время отк ТНУ-1	час	-	-	17^{30}
время окл ТНУ-2	час	-	-	24^{30}
число часов работы ТНУ-1	час	-	-	1
число часов работы ТНУ-2	час	-	-	1
Эл. мощность ТНУ-1	кВт.	-	-	343,9
Эл. мощность ТНУ-2	кВт.	-	-	1203,8
Эл. Мощность	кВт.	-	-	1547,7
Тепловая мощ. ТНУ 1	Гкал.	-	-	3,2
Тепловая мощ. ТНУ 2	Гкал.	-	-	11,2
Суммарное снижение теп.ловой мощности отборов ТА	Гкал.	-	-	115,2

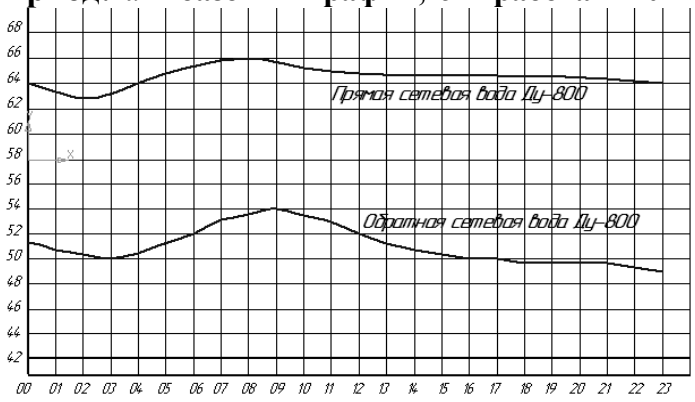


а)

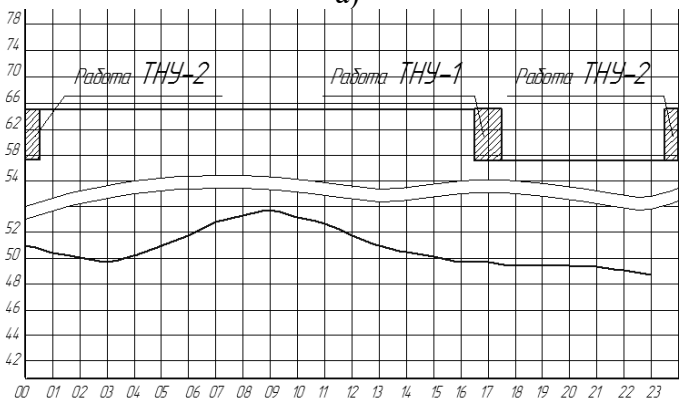


б)

Рисунок 5.15 – Температурный график СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (отопительный период: *а* – базовый график; *б* – работа ТНУ



а)



б)

Рисунок 5.16 – Температурный график СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (неотопительный период: а – базовый график; б – работа ТНУ

Таблица 5.18

ТЭП работы ТНУ в СЦТ «ТЭЦ-1 – Город» (в ценах 2010 г.)

Наименование	**Количество суток работы в осеннее весенний период. 152 суток**	**Количество суток работы в летний период. 122 суток**
Тепловая мощность в весенне-осенний период 1) 33,2 Гкал.в сутки	5046,4 Гкал	-
2) 21 Гкал.в сутки	3192 Гкал	-
Тепловая мощность в летний период 1) 11,2 Гкал. в сутки	-	1366,4 Гкал
2) 3,2 Гкал. в сутки		390,4 Гкал
Годовое кол-во теплоты Гкал.	8238,4 Гкал	1756,8 Гкал
Годовое кол-во эл. энергии, кВт.	1044726,4	188819,4
Стоимость 1Гкал.	Себестоимость	0,38 тыс.руб.
Стоимость 1 кВт.	Себестоимость	0,46 руб.
Итого затраты на э/э		567,4 тыс. руб.
Тепловая мощность снимаемая отборами ТА в результате снижения температуры прямой сетевой воды		
Снимаемая тепловая мощность в весеннее - осенний период в отборах ТА 243,9Гкал.	37072,8	-
Снимаемая тепловая мощность в летний период в отборах ТА 115,2 Гкал.	-	14054,4
Годовое кол-во теплоты Гкал.	-	51127,2
Стоимость 1Гкал.	Себестоимость	0,38 тыс.руб.
Итого экономия на т/э	-	19428,3тыс. руб.
Итого Сумма	-	18860,9тыс. руб.

5.3.2. Повышение располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения за счет внедрения малозатратных методов повышения эффективности потребителей тепловой энергии

В настоящее время все большее внимание в развитии энергетики получают технологии, направленные на оптимизацию уже имеющихся технологических решений с целью энергосбережения. Такой подход обусловлен как политической стратегией развития энергетики России, что отражено в Федеральном законе №

261–ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [389], так и конкуренцией существующих СЦТ при современных рыночных отношениях в энергетике. Особенно актуален вопрос о повышении конкурентоспособности существующих ТЭЦ как основы теплофикации РФ. При этом сложная экономическая ситуация и отсутствие свободных финансовых ресурсов у генерирующих компаний вызывают необходимость изыскивать малозатратные методы энергосбережения, в том числе для увеличения располагаемой мощности СЦТ.

5.3.2.1. Увеличение располагаемой мощности СЦТ за счет внедрения САР отпуска тепловой энергии у конечных потребителей (на примере ЧитТЭЦ-1)

Для исследования влияния автоматизированных тепловых пунктов на общее потребление тепловой энергии зданий был проведен анализ потребления ряда разнотипных объектов теплопотребления ЧитТЭЦ-1, до и после установки САР. При обобщении данных проведенного анализа определено среднее значение процента экономии от использования мероприятий по внедрению САР (см. таблицу 5.19).

Таблица 5.19

Усредненное значение процента экономии тепловой энергии после установки автоматизированного ИТП

Наименование показателя	Экономия, %
Сравнение потребления по сопоставимыми объектам	-
– ул. Смоленская, 55 в сравнении с ул. Новобульварная, 53	17,38
– ул. Шилова, 8а в сравнении с ул. Шилова, 19	28,35
Снижение потребления тепловой энергии до и после установки автоматики	-
– административное здание ул. Курнатовского, 29	25
– административное здание ул. Ленинградская, 70	26,76
Усредненное значение экономии от внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности	24,3725

Существует ошибочное мнение, что экономия тепловой энергии конечным потребителем не выгодна энергоснабжающей организации – «чем больше объект потребляет энергии, тем выше финансовый результат поставщика». Эффективное использование тепловой энергии конечным потребителем для поставщика имеет ряд неоспоримых преимуществ:

1) в случае сокращения потребления тепловой энергии одним потреби-

телем высвобождается дополнительная мощность для подключения нового объекта. Энергоснабжающая компания получает дополнительные инвестиции за подключение дополнительной нагрузки;

2) автоматическое регулирование ИТП зданий и сооружений приводит к сбалансированности всей СЦТ, для энергоснабжающей организации снижаются затраты на регулировку тепловых сетей;

3) исключаются повышенный расход теплоносителя конкретного объекта и как следствие исключается завышение температуры обратной сетевой воды. «Перегрев» обратной сетевой воды негативно влияет на экономичность работы ИТ: затраты на транспортировку теплоты превышают установленные нормами (тарифами).

Для конечного потребителя установка автоматизированного теплового пункта имеет следующие преимущества:

1) снижение потребления тепловой энергии в среднем на 20…30 % и как следствие платы за коммунальные услуги (отопление, ГВС);

2) установка автоматики приводит к сбалансированности всей системы отопления здания, исключается недогрев концевых приборов отопления;

3) снижается зависимость от колебаний давления внешней тепловой сети.

В качестве энергоэффективного мероприятия по сокращению дефицита генерирующей мощности ЧитТЭЦ-1 предлагается оборудовать автоматизированными ИТП пунктами 229 жилых домов, расположенных в центральном районе г. Читы. Центральный район города выбран в силу того, что тепловые мощности в данном районе наиболее востребованы. Подключение новых объектов (располагаемая мощность СЦТ) зависит не только от доступной тепловой мощности ИТ, но и от пропускной способности тепловых сетей, в которых расположен данный объект. Наиболее застраиваемым районом г. Читы на данный момент является мкр. Северный и близлежащие улицы. Список объектов для автоматизации подбирался с учетом данного фактора.

В качестве базового объекта для расчета стоимости оборудования и уста-

новки автоматизированного ИТП пункта выбран типовой дом по адресу г. Чита мкр. Северный, 31.

Далее представлены основные характеристики жилого дома по адресу мкр. Северный, 31: назначение объекта – Жилой дом; год ввода в эксплуатацию – 1982 г.; материал стен – панель; количество этажей – 5; количество квартир – 75; общая площадь – 4106 м^2; ИТ – ЧитТЭЦ-1; схема теплоснабжения – закрытая, с зависимым подключением; максимальная часовая нагрузка на отопление здания – $0{,}277\ Гкал/ч$; максимальная проектная тепловая нагрузка на ГВС – $0{,}215\ Гкал/ч$.

При расчете стоимости автоматизации ИТП необходимо учесть, что в выбранных объектах отсутствуют узлы учета тепловой энергии, затраты на которые необходимо включить в смету затрат. Сметный расчет стоимости автоматизации ИТП 219 жилых домов, расположенных в центральном районе г. Читы: общая стоимость проектно-монтажных работ по установке автоматизированных тепловых пунктов 229 жилых домов составит $195\ 138{,}376\ тыс.\ руб$.

Зная средний процент экономии от установки автоматизированных тепловых пунктов и общую тепловую нагрузку выбранных для переоборудования жилых домов, определяем высвобожденную мощность ЧитТЭЦ-1.

$$Q_{эконом} = \frac{Q_{дог} \cdot C_{эконом}}{100},$$

где $Q_{дог}$ – договорная нагрузка объектов автоматизации;

$C_{эконом}$ – средний процент экономии от автоматизации.

$$Q_{эконом} = \frac{128{,}8884 \cdot 24{,}37}{100} = 31{,}409\ Гкал/ч.$$

В качестве экономического эффекта от проведения комплексного энергоэффективного мероприятия выступает высвобождение дополнительной тепловой нагрузки ЧитТЭЦ-1, которую в дальнейшем можно будет реализовать.

Таблица 5.20

Доля высвобожденной тепловой нагрузки в общей установленной мощности ЧитТЭЦ-1

Показатель	Единицы измерения	Значение
Общая нагрузка автоматизируемых объектов	*Гкал/ч*	128,888
Высвобожденная тепловая мощность ТЭЦ в результате проведения мероприятия по автоматизации	*Гкал/ч*	31,409
Установленная мощность ЧитТЭЦ-1	*Гкал/ч*	1072
Доля объектов, которые планируется автоматизировать в установленной мощности ТЭЦ	%	12,023
Доля высвобожденной тепловой мощности в установленной мощности ТЭЦ	%	2,930

Согласно данным таблицы 5.20 доля объектов, на которых планируется установить САР, в общей установленной мощности ЧитТЭЦ-1 составляет 12 %. Доля высвобожденной тепловой мощности – 2,93 %.

Повышение энергетической эффективности объектов исследования позволит сократить фактически присоединенную нагрузку на 31,409 *Гкал/ч*. Данную нагрузку в плановом периоде можно реализовать путем подключения новых объектов, поскольку СЦТ г. Читы характеризуется дефицитом тепловой мощности (см. табл. 1.5). Согласно «Правилам подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» утвержденным постановлением Правительства РФ от 13.02.2006г. № 83, за присоединенную тепловую нагрузку энергоснабжающими организациями взымается плата. Размер платы за присоединенную нагрузку определяется на региональном уровне.

Согласно тарифной ставке, установленной Региональной службой по тарифам Забайкальского края (на 1 января 2015 г.), стоимость 1 *Гкал/ч* тепловой энергии составляет 6 519,486 *тыс. руб.* Ниже представлен расчет экономического эффекта от внедрения автоматизированных тепловых пунктов 229 жилых домов.

Таблица 5.21

Экономический эффект от внедрения автоматизированных ИТП жилых домов

Показатель	Ед. измерения	Значение
Выручка от реализации высвобожденной тепловой мощности	тыс. руб	204770,536
Затраты на реализацию мероприятий по автоматизации ИТП	тыс. руб	195138,376
Экономический эффект	тыс. руб	9632,160
Срок окупаемости	год	<1

Срок окупаемости мероприятия по автоматизации ИТП жилых домов, с целью увеличения профицита располагаемой мощности ЧитТЭЦ-1, составил менее одного года. Полученные средства от реализации высвобожденной присоединенной тепловой нагрузки нужно инвестировать в следующий этап модернизации ИТП жилых домов г.Читы и, как следствие, увеличивать располагаемую мощность ТЭЦ.

5.3.2.2. Совершенствование функционирования САР в СЦТ [11, 417]

Существующие САР отпуска тепловой энергии способны максимально точно отслеживать множество параметров как теплоносителя, так и воздуха внутри помещений и за пределами здания и, как следствие, способны к регулированию теплопотребления на достаточно высоком уровне. Однако подобные системы включают большое количество элементов, установка которых необходима на каждом потребителе системы, вследствие чего основным недостатком таких систем являются значительные капитальные затраты и затраты на обслуживание при внедрении автоматики для группы потребителей.

Для решения проблемы затрат на оборудование предлагается внедрение автоматизированной системы регулирования расхода теплоносителя для теплоснабжения групп потребителей (см. рисунок 5.17), при которой полный комплект автоматики устанавливается только на потребителе с максимальной тепловой нагрузкой (автоматизированный потребитель), на остальных потребителях системы (неавтоматизированные потребители) устанавливают только датчики температуры внутреннего воздуха и датчики расхода теплоносителя.

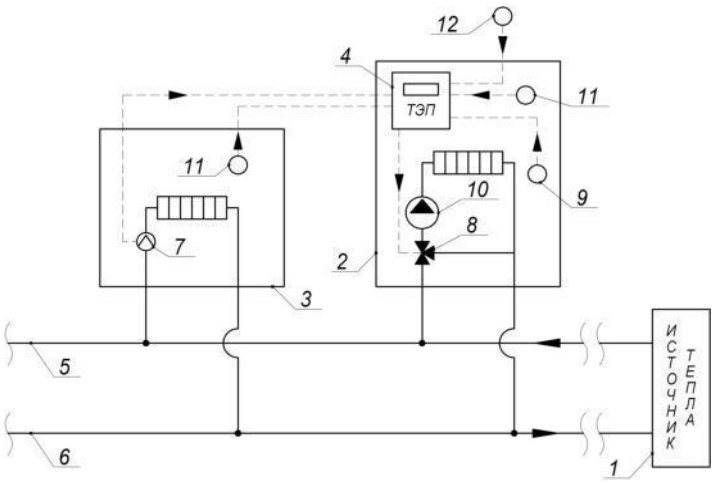


Рисунок 5.17 – Автоматизированная система регулирования расхода теплоносителя [412]: 1 – ИТ; 2 – автоматизированный потребитель; 3 – неавтоматизированный потребитель; 4 – теплоэнергопроцессор (далее ТЭПр); 5 – подающий трубопровод; 6 – обратный трубопровод; 7 – датчик расхода теплоносителя; 8 – РР; 9 – комплекс датчиков автоматизированного потребителя; включающий в себя датчики расхода, температуры и давления теплоносителя; 10 – циркуляционный насос; 11 – датчик температуры внутреннего воздуха; 12 – датчик температуры наружного воздуха

Система работает следующим образом. При изменении параметров окружающей среды таким образом, что появляется необходимость повышения тепловой нагрузки потребителей, ТЭПр 4 дает сигнал на РР 8 для повышения расхода теплоносителя на автоматизированного потребителя 2, что позволяет поддерживать заданную температуру внутреннего воздуха автоматизированного потребителя 2. В то же время неавтоматизированный потребитель 3 начинает испытывать дефицит тепловой энергии, что приводит к постепенному снижению его температуры внутреннего воздуха, отслеживаемому датчиком 11. При снижении температуры внутреннего воздуха неавтоматизированного потребителя 3 до нижнего установленного предела ТЭПр 4 дает сигнал на РР 8 для снижения расхода теплоносителя на автоматизированного потребителя 2, что приводит к увеличению расхода на неавтоматизированного потребителя 3 за счет увеличения напора в теплосети. Снижение расхода на автоматизированного потребителя производится до тех пор, пока расход на неавтоматизированного потребителя 3 не достигнет минимального необходимого значения $G_{\min}^{\text{Н}}$, определяемого следующим образом:

$$G_{\min}^{\text{Н}} = \frac{Q \cdot 1000}{c \cdot (t_{\text{под.}} - t_{\text{обр.}})},$$

где Q – текущее теплопотребление здания;

c – теплоемкость теплоносителя;

$t_{\text{под.}}$ – текущая температура в подающем трубопроводе;

$t_{\text{обр.}}$ – текущая температура в обратном трубопроводе.

Текущее теплопотребление здания определяется:

$$Q = Q_{\text{расч.}} \frac{t_{\text{в}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

где $Q_{\text{расч.}}$ – расчетное теплопотребление здания;

$t_{\text{в}}^{\text{р}}$ – расчетная температура внутреннего воздуха;

$t_{\text{н}}^{\text{р}}$ – расчетная температура наружного воздуха;

$t_{\text{н}}$ – текущая температура наружного воздуха.

Текущее значение температуры $t_{\text{н}}$ отслеживается ТЭПр 4 при помощи датчика 12, текущие значения температур $t_{\text{обр.}}$, $t_{\text{под.}}$ – при помощи комплекса датчиков 9.

При помощи датчика расхода 7 ТЭПр 4 отслеживает изменение расхода на неавтоматизированного потребителя, после достижения значения расхода, равного $G_{\min}^{\text{Н}}$, ТЭП 4 перестает подавать сигнал на РР 8, тем самым стабилизируя систему, после чего начинается прогрев неавтоматизированного потребителя 3, а автоматизированный потребитель 2 постепенно охлаждается, расходуя аккумулированное тепло. Как только температура внутреннего воздуха неавтоматизированного потребителя 3 достигнет верхнего установленного предела или температура внутреннего воздуха автоматизированного потребителя 2 опустится до нижнего установленного предела, ТЭПр 4 возвращает систему в исходное состояние.

Таким образом, циклы перераспределения расходов позволяют соблюсти температурный режим подключенных к тепловым сетям потребителей без установки дополнительных устройств регулирования, что позволяет экономить капитальные затраты на установку устройств автоматики и затраты на их обслуживание.

Поскольку принцип работы схемы основан на гидравлических зависимостях в тепловых сетях, то на нее накладывается ряд ограничений в использовании. Так, для сетей с «хорошей» гидравликой данный метод будет малоэффективным в связи с незначительной зависимостью между расходом теплоносителя и перепадом давления в теплосети. Но, несмотря на это, особую актуальность схема принимает для тупиковых сетей с ухудшенными гидравлическими показателями, что можно показать на примере зданий ФГБОУ ВПО «ЗабГУ».

В составе ФГБОУ ВПО «ЗабГУ» имеются два здания, расположенные на одном ответвлении от магистральной тепловой сети, с нагрузками $1{,}2$ и $0{,}3$ $Гкал/ч$ соответственно для первого и второго здания. После проведения мероприятий по автоматизации первого здания было замечено, что при увеличении нагрузки на первом здании второе здание начинает испытывать дефицит тепловой энергии, в связи с чем был предложен проект автоматизации второго здания для сокращения полученного дефицита, стоимость которого составляет около 900 $тыс.\ руб.$

В ходе ряда экспериментов установлено, что при существующих гидравлических условиях и при расчетных параметрах изменение расхода теплоносителя у первого потребителя на $8\ т/ч$ приводит к изменению расхода у второго потребителя в среднем на $1\ т/ч$, что при соответствующих нагрузках дает большой диапазон для регулирования, тем самым позволяя внедрить ранее изложенную схему. Причем стоимость модернизации существующей схемы, при которой первое здание уже имеет полный комплекс автоматики, до изложенной составляет около 20 $тыс.\ руб.$ Таким образом, внедрение данной автоматизированной системы регулирования позволит сократить капитальные затраты на $97{,}7\ \%$ от первоначальной стоимости проекта.

Помимо локального использования системы для конкретных зданий, ранее изложенный принцип регулирования может быть осуществлен и в более широких рамках. Так, в условиях современной городской застройки к сетям централизованного теплоснабжения присоединяются не только единичные здания с САР, но и микрорайоны, состоящие из десятков зданий, обладающих современной автоматикой. Работа автоматики таких микрорайонов во многих случаях оказывает до-

статочно сильное гидравлическое влияние на остальных потребителей системы, находящихся на большом расстоянии друг от друга, что может приводить к дефициту тепла в некоторых районах города. Принцип регулирования в подобном случае можно продемонстрировать на примере теплосетей г. Читы.

К городским теплосетям (см. рисунок 5.18), ИТ в которых является ТЭЦ-1, подключен мкр. Октябрьский с общей тепловой нагрузкой $Q_{расч} = 14\ Гкал/ч$, обладающий комплексной САР с единым центром управления для всего микрорайона. При регулировании нагрузки в масштабах микрорайона неизбежно значительное изменение расходов в теплосетях города, а с учетом их протяжённости такое регулирование приводит к изменению располагаемого напора у остальных потребителей (особенно у концевых, с недостаточными напорами).

Первым этапом перед применением принципа автоматического регулирования групп потребителей является определение района, на который будет оказываться наибольшее влияние вследствие изменения нагрузки в мкр. Октябрьский. Влияние мкр. Октябрьский определяется на основании гидравлического расчета теплосети ТЭЦ-1 – Город при переменной нагрузке на микрорайон. Имея значительное количество потребителей в системе теплоснабжения, гидравлический расчет целесообразно проводить с применением автоматизированных систем. Согласно расчетам, наибольшее влияние мкр. Октябрьский оказывается на мкр. Сосновый бор с общей тепловой нагрузкой $Q_{расч} = 26{,}5\ Гкал/ч$, находящийся на удалении порядка восьми километров от него. Причем изменение нагрузки мкр. Октябрьский на $50\,\%$ в сторону уменьшения или увеличения приводит к изменению располагаемого напора перед мкр. Сосновый бор в среднем на $20\,\%$ от расчетного значения, что говорит о сильной гидравлической зависимости микрорайонов.

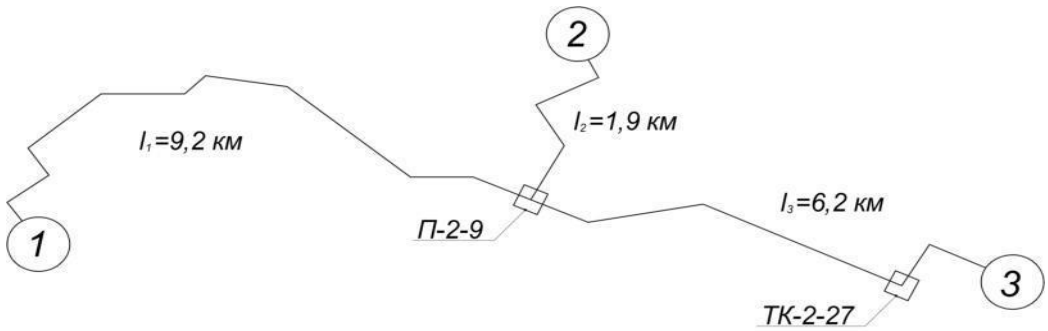


Рисунок 5.18 – Схематичное изображение теплосети ТЭЦ-1 – Город: 1 – ИТ (ТЭЦ–1); 2 – мкр. Октябрьский; 3 – мкр. Сосновый бор

Следующим этапом является установка датчика расхода перед мкр. Сосновый бор и установка датчиков температуры внутреннего воздуха в контролируемых зданиях, а также обеспечение связи между датчиками в мкр. Сосновый бор и единым контроллером в мкр. Октябрьский (осуществлено в ходе установки автоматизированного ЦТП в мкр. Октябрьский, а также при создании системы диспетчеризации в 2011–2012 г.). Установка датчиков температуры внутреннего воздуха необязательна для всех зданий микрорайона, достаточно установить датчики на зданиях, находящихся в наихудших условиях, таким образом, обеспечив теплом эти здания, мы заведомо обеспечиваем теплом остальные здания микрорайона. Выбор контролируемых зданий можно осуществить также исходя из расчетов в математической модели.

После установки датчиков и создания связи между ними и контроллером становится возможным осуществление процесса регулирования расхода теплоносителя аналогично методу, описанному ранее для группы зданий.

Использование взаимосвязей удаленных потребителей г. Читы (автоматизированного и неавтоматизированного) позволяет осуществлять качественное теплоснабжение «проблемного» района теплопотребления. Применение периодического натопа с учетом неравномерности в течение суток влияния автоматики мкр. Октябрьский на режим работы тепловой сети (6 часов вместо 24) позволило экономить порядка 3 369,6 *тыс. руб.* за отопительный период (в течение двухлетнего вынужденного режима).

В заключение можно отметить, что использование данной гидравлической зависимости на практике для таких крупных районов теплопотребления являлось

вынужденной мерой (хотя и характеризовалось значительным экономическим эффектом). На основе выявленных тонких мест СЦТ был разработан ряд мероприятий для сокращения столь сильного влияния, в итоге в мкр. Сосновый бор (ТК-2-27) была установлена дополнительная насосная, а также произведена модернизация уже имеющейся и осуществлена перекладка ряда головных участков теплосети. Таким образом, автоматизированная система регулирования расхода теплоносителя для теплоснабжения групп потребителей, являясь альтернативным решением, позволяет значительно экономить не только капитальные затраты, но и затраты на дальнейшее обслуживание.

5.4. Выводы по главе 5

1. Предложена оригинальная методика описания изменения нагрузки ГВС в течение суток для различных видов потребителей тепловой энергии, позволяющая определить ее в любой момент времени.

2. Разработана модель температурного запаздывания в СЦТ с учётом теплоаккумулирующих свойств тепловых сетей и потребителей тепловой энергии. Оценка достоверности данной модели показала высокую степень сходимости результатов моделирования с экспериментальными данными. Расчетное моделирование показало, что уже при разбиении на 20 участков для сети протяженностью 2881 м предложенная модель стремится к модели идеального замещения, что соответствует реальному поведению параметров теплоносителя.

3. Предложен способ построения энергоэффективного годового графика центрального регулирования отпуска теплоты в СЦТ.

4. Разработана методика оптимизации суточных графиков отпуска тепловой энергии в СЦТ с учетом теплоаккумулирующих свойств ограждающих конструкций и тепловых сетей.

5. На основе анализа существующего состояния оборудования и неравномерности режимов работы современных СЦТ сформулирован комплексный подход к оптимизации их функционирования, совмещающий режимные методы с рационализацией потокораспределения и состава оборудования. В рамках данного

подхода предложена оптимизация графиков центрального регулирования, включающая способ построения энергоэффективного годового графика центрального регулирования отпуска теплоты в СЦТ и методику оптимизации графиков отпуска тепловой энергии в СЦТ с учетом теплоаккумулирующих свойств ограждающих конструкций и тепловых сетей.

6. Разработаны методики и способы повышения эффективности функционирования СЦТ за счет использования ТНУ и современных САР.

7. Внедрение предложенных способов модернизации СЦТ в г. Чите показало их высокую эффективность. Фактический эффект от внедрения составил более 3 млн руб. за отопительный период.

6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ТЭС

Одна из важных проблем СЦТ – гигантские объемы вредных газообразных выбросов, которые, имея значительные температуры, являются источником ВЭР. Основными загрязняющими элементами из них для КА, работающих в СЦТ, являются SO_2, NO_x, CO_x и твердые вещества. Существующие методы снижения негативного воздействия КА на окружающую среду имеют, как правило, существенный недостаток: затраты на их организацию и текущие эксплуатационные затраты значительно повышают себестоимость отпускаемой от ТЭЦ тепловой и электрической энергии. И их применение для повышения экологической безопасности СЦТ снижает конкурентоспособность комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Снижение выбросов SO_2, NO_x может позволить использовать теплоту уходящих газов в качестве вторичного энергетического ресурса. Глава 6 посвящена ряду прошедших опытно-промышленную апробацию и находящихся на стадии внедрения способов повышения энергетической, экологической эффективности КА (авторство которых подтверждено соответствующими патентами [422, 423]), работающих в СЦТ за счет использования цеолитсодержащих пород Забайкалья.

6.1. Способы снижения антропогенного воздействия котельных агрегатов с применением цеолитсодержащих пород Забайкалья

6.1.1. Предпосылки разработки способов снижения вредных выбросов от КА с применением природных цеолитов

6.1.1.1. Химико-физические свойства цеолитов Забайкальского края

Минерально-сырьевая база Забайкальского края достаточно разнообразна и включает значительные запасы природных цеолитов ($\approx 1{,}5$ *млрд т*), что составляет половину запасов РФ. В Бурятии и Забайкальском крае выявлен целый ряд место-

рождений и проявлений клиноптилолитовых, морденит-клиноптилолитовых, морденитовых и шабазитовых пород среднеюрского раннемелового возраста как вулканогенно-осадочного (Шивыртуйское), так и вулканогенного (Холинское, Бадинское, Талан-Гозагорское, Мухор-Талинское) типов [424]. Объем запасов рассматриваемого сырья способен покрыть любые потребности по использованию в рамках снижения антропогенного воздействия СЦТ, дает предпосылку к его использованию в различных отраслях экономики и определяет возможность использования для снижения вредных выбросов в СЦТ [424-428].

Наибольший интерес для исследования представляет Шивыртуйское месторождение, как наиболее изученное, разрабатываемое и обладающее максимальными запасами (находится возле станции Даурия). Оно приурочено к толще цеолитизированных пепловых туфов раннемелового возраста мощностью $500\ м$. Выявлено пять прослоев высококачественных цеолитов мощностью $1\ldots25\ м$ с содержанием клиноптилолита $54\ldots80\ \%$. Большая часть разреза представлена переслаивающимися туффитами, туфоалевролитами, аргиллитами с содержанием цеолитов от $15\ldots45\ \%$. Основным типом руд является клиноптилолит-монтмориллонитовый. Содержание монтмориллонита достигает $30\ldots40\ \%$. [424]. Запасы сырья составляют $600\ млн\ т$ [424, 425].

Технологические свойства цеолитоносных пород прямо связаны с содержанием цеолита; примесь кварца, полевых шпатов, вулканического стекла, карбонатов во многих процессах инертна. По содержанию кремнезема ($60\ldots63\ \%$) и мольному соотношению $\frac{SiO_2}{Al_2O_3}=\frac{7\ldots8}{1}$ цеолиты Шивыртуйского месторождения (далее – ЦШМ) занимают промежуточное положение между синтетическими цеолитами ($\frac{SiO_2}{Al_2O_3}=\frac{2}{1}$)и высококремнистыми природными ($\frac{SiO_2}{Al_2O_3}=\frac{10\ldots11}{1}$). По катионному составу они изменчивы, характеризуются калиевой, кальциевой, а также смешанной натриево-кальциевой формами. По объему микропор по бензолу ($0{,}162\ldots0{,}12\cdot10^{-3}\ м^3/кг$) – основному геометрическому параметру адсорбционного пространства – приближаются к искусственным цеолитам NaX и Cu-1335

($0{,}225\ldots0{,}238\cdot10^{-3}$ $м^3/кг$), по удельной поверхности по толуолу ($83\ldots107\cdot10^{-3}$ $м^2/кг$) уступают искусственным ($227\ldots412\cdot10^{-3}$ $м^2/кг$). По величине пористости по воде ($42\ldots60\,\%$) ЦШМ не уступают итальянским цеолитам ($48\,\%$), по пористости по парафину ($29\ldots34\,\%$) – несколько уступают искусственным ($45\ldots51\,\%$), но выше итальянских ($27\,\%$), а по данным ртутной порометрии – они существенно более пористы, чем цеолиты других месторождений. По суммарному объему пор ЦШМ ($0{,}074\ldots0{,}154\cdot10^{-1}$ $м^3/кг$) превосходят другие искусственные и природные цеолиты ($0{,}045\ldots0{,}055\cdot10^{-1}$ $м^3/кг$). Диаметр пор ЦШМ по бензолу – $0{,}006\ldots0{,}0064$ $нм$, по воде – $0{,}0118\ldots0{,}0274$ $нм$ [424, 429, 487].

Экологическая безопасность ЦШТ подтверждается его использованием в качестве биологически активной добавки в пищу.

Кислотоустойчивость является ключевым фактором в технологиях очистки кислотных соединений (SO_x, NO_x, CO_x). Параметр кислотоустойчивости ЦШМ равен $61\,\%$, что относит их к среднекислотоустойчивым ($50\ldots70\,\%$). Термостойкость: на Шивыртуйском месторождении развит низко- и высокотермостойкий клиноптилолит с соотношением по массе 8:2 [424, 429, 430, 487]. Влажность сырья ЦШМ $\approx11\,\%$.

В таблице 6.1 приведены результаты исследований природных цеолитсодержащих пород методами ртутной порометрии и адсорбции азота. Показано, что ЦШМ характеризуются более высокими значениями суммарного объёма микро- и макропор, а также эквивалентного радиуса пор и пористости по сравнению с другими месторождениями. Удельная поверхность, рассчитанная в рамках модели цилиндрических пористых капилляров, а также по методу Брунауэра – -Эммета – -Теллера, изменяется в пределах $13\ldots31$ $м^2/г$, $24\ldots66$ $м^2/г$. Такие значения удельной поверхности, а также кристаллов и характер пористой структуры позволяют говорить о высоких значениях сорбционной способности цеолитов забайкальских месторождений по оксидам серы и азота [424, 487].

Таблица 6.1

Текстурно-геометрические характеристики цеолитсодержащих пород [424, 487]

Месторождение	Суммарный объем макропор по см /г	Суммарный объем пор по предельному насыщению N_2, $см^3/г$	Объем микропор, $г\ см^3/г$	Удельная поверхность (согласно модели цилиндрических капилляров), $м^2/г$	Удельная поверхность в рамках модели БЭТ-$S_{БЭТ}$, $м^2/г$	Поверхность микропор, $м^2/г$ $м^2/г$	Средний радиус пор (по объему), мкм	Средний радиус пор (по поверхности), мкм	Средний гидравлический радиус пор (4V/S), мкм	Эквивалентный радиус пор, *A*	Пористость, %	Объем мезопор по N_2,$см^3/г$
Шивыртуйское	0,2291	0,075223	0,002755	22,3256	23,9424	5,7398	0,0651	0,0064	0,0205	125,6740	47,0734	0,072689
Холинское	0,1993	0,067693	0,003131	26,7112	29,1840	6,2139	0,3617	0,0026	0,0149	91,5158	40,8704	0,067450
Бадинское	0,2149	0,104326	0,005474	31,6232	66,6126	7,4753	0,0799	0,0036	0,0136	62,6465	43,9273	0,090015
Талан-Гозагорское	0,1993	0,059067	0,006104	13,2146	31,9581	12,5064	0,4732	0,0039	0,0302	55,2851	39,0293	0,051779

6.1.1.2. Существующие способы применения цеолитсодержащих пород в газоочистных установках СЦТ

Технологии фильтрационной газоочистки, а также методы, связанные с конструкционной модернизацией КА, имеют значительные капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Вследствие этого наибольшую актуальность приобретают режимные мероприятия, направленные на снижение техногенного воздействия КА. Вследствие обозначенных выше химико-физических свойств достаточно перспективным является адсорбционная технология на основе цеолитсодержащих пород. Сущность аддитивной технологии [349] состоит в присадке к твердому топливу до сжигания в топочной камере мелкодисперсных цеолитсодержащих пород. Данная технология позволяет одновременно улавливать SO_2 и NO_2.

Эффективность очистки газов от SO_2 и NO_2 при температуре $500…850\ ^0C$ определяется тониной помола реагента, т. к. адсорбция зависит от поверхности реакции. Сжигание углей с добавкой цеолитсодержащих пород снижает КПД КА (на $1{,}1\ \%$ для бурых углей) за счет отвода тепла газов.

В таблице 6.2 приведено сравнительное ТЭО цеолитового метода снижения выброса SO_2 (в сопоставлении с аммиачно-циклическим и магнезитовым, приведенным к $1\ кВт$ мощности). Эффективность методов принята $50\ \%$.

На основании данных табл. 6.2 можно сделать вывод об экономической эффективности использования цеолитсодержащего сырья в газоочистке КА.

Таблица 6.2

Сравнительное ТЭО аддитивного метода [431] по SO_2

Показатели (по состоянию на 2009 год)	Способы очистки		
	Аммиачно-циклический	Магнезии-товый	Цеолитовый
Капитальные затраты, млн. руб.	3300	3300	1,95
Капитальные затраты на получение H_2SO_4 на хим. заводах, млн. руб.	1680	1920	0
Удельные капитальные затраты на очистку, руб./кВт	1350	1150	4,14
Индекс инфляции (удорожание 1 кВт установленной мощности), %	30	25,7	10-10,7
Стоимость товарной продукции (H_2SO_4, сульфат аммония, сера), млн. руб./год	561	459	0
Общие годовые эксплуатационные расходы: за вычетом реализации, млн. руб./год с учетом реализации, млн. руб./год	 460,4 1021,4	 430,2 889,2	 49,21 49,21
Приведенные затраты, млн. руб./год	856,4	826,2	49,51

Недостатками аддитивного цеолитового метода являются потеря реагента и нарушение режимов КА. Страдает и надежность оборудования за счет повышения интенсивности эрозийного износа, а также шлакования. Нарушение режимов определяется изменением температурного режима в топке и перерасходом угля. Кроме того, увеличивается расход электричества.

Применение цеолитсодержащих пород для очистки дымовых газов КА, работающих в СЦТ, возможно:

– в газоочистных фильтрах;

– при аддитивном способе;

– при сухом способе, состоящем в дозировании цеолитсодержащих пород в объём газов.

Далее рассмотрим малозатратные способы использования цеолитсодержащих пород для очистки дымовых газов. Технология газоочистных фильтров очень дорогостоящая, поэтому не рассматривается.

Механизм образования вредных выбросов в КА низкотемпературного кипящего слоя (далее – НТКС) и обзор физико-химических свойств ЦП (цеолитсодержащих пород) Забайкалья позволяет сделать следующие выводы.

1) механизм образования вредных выбросов и способ функционирования

КА НТКС дают предпосылку использования добавок сорбентов для снижения вредных выбросов серы;

2) ЦП Забайкалья пригодны к использованию в качестве присадки при сжигании углей забайкальских месторождений в топках НТКС;

3) из всего перечня месторождений ЦП Забайкалья, наиболее оправдано использование ЦШМ, как обладающего значительными запасами, разрабатываемого и имеющего в своем составе высокотермо- и кислотостойкого клиноптолита.

Исследования режимно-эксплуатационных характеристик процесса сжигания топлива в топках НТКС [426, 427] показали, что для получения эффекта снижения концентрации SO_2 необходимыми являются два условия:

1) горение должно происходить в режиме газификации;

2) подавать цеолит необходимо непосредственно в слой.

В этом случае находящийся в слое цеолит связывает серу топлива еще на стадии подготовки и таким образом результирующее снижение выбросов получается почти $40\,\%$.

На основании ряда лабораторных (с использованием [432]) и промышленных опытов по подаче цеолита в слой во время работы КА было получено двухкратное снижение концентрации SO_2 в КА НТКС.

6.1.2. Разработка технико-экономически обоснованного метода повышения эффективности и снижения вредных выбросов от КА с объемным сжиганием твердого топлива

6.1.2.1. Метод повышения экологической эффективности КА с объемным сжиганием твердого топлива

Разрабатываемый метод повышения экологической эффективности КА с объемным сжиганием твердого топлива должен быть адаптирован для внедрения на действующем оборудовании и, следовательно, характеризоваться минимальными капитальными затратами. Поэтому для его реализации нужно максимально использовать существующее вспомогательное оборудование и особенности конструкции КА. На основе анализа физико-химических свойств цеолитсодержащих

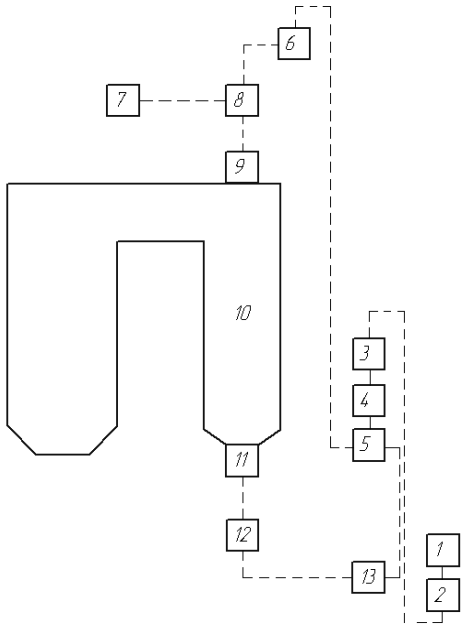
пород можно сделать вывод, что максимальной эффективностью (по температурному режиму и времени реагирования) будет обладать метод ввода реагента в конвективную шахту КА. Для повышения эффективности метода дозирование реагента должно проводиться непрерывно. Применение данного способа позволит снизить антропогенное воздействие КА за счет уменьшения выбросов SO_2 и NO_2. Кроме того, повысится экономичность и надежность работы оборудования [423].

Предлагаемый метод повышения экологичности КА с объемным сжиганием твердого топлива может быть реализован с применением различных адсорбентов (цеолитсодержащие породы, глинозем, золошлаки и др.). Применение рассматриваемого метода не приводит к снижению экономичности работы КА, а, наоборот, позволяет повысить их эффективность и надежность за счет снижения низкотемпературной коррозии. Использование конструктивных особенностей КА состоит в подаче и выводе реагента (цеолитсодержащих пород, глинозема, золошлаков и др.) в конвективную шахту через устройства дробеочистки непрерывно. Дополнительными элементами к стандартной системе дробеочистки, определяющими капзатраты метода, являются реагентный бункер и ленточный конвейер.

Схема и алгоритм рассматриваемого метода представлены на рисунке 6.1.

При отсутствии системы дробеочистки метод может быть реализован путем установки дополнительных устройств дозирования реагентов в опускной шахте КА или за золоуловителем.

Способ добавки реагента при помощи дополнительных устройств необходимо использовать на КА повышенных параметров, т. к. применение дробеочистки невозможно вследствие повышенных температурных режимов. Рассмотрим в качестве примера комплекс [435], реализующий сухую очистку газообразных выбросов посредством подачи реагентов в газовый тракт после золоуловителя.



На КА, снабженном системой дробеструйной очистки с верхним хранением дроби, сорбент загружается из реагентного бункера *1* в нижние бункеры подпиточного контура *2*, расположенные на нулевой отметке и пневмотранспортом подается в дробеуловитель *3*.

↓

В дробеуловителе происходит отделение сорбента от транспортирующего агента и сорбент через разделитель *4* по дробепроводам самотеком попадает в бункер *5* рабочего контура дробеочистки, расположенный под конвективной шахтой. В этот же бункер попадает сорбент, прошедший по циклу газоочистки.

↓

Сорбент из бункера *5* посредством пневмотранспорта подается в дробеприемник *6*, расположенный над конвективной шахтой *10*. При этом отсутствует необходимость разделения частиц сорбента от частиц золы, что имеет место в случае работы дробеструйной очистки, и, следовательно, в работе сепаратора *11*, что в свою очередь приводит к некоторому сокращению расхода транспортирующего агента в цикле газоочистки.

↓

При получении пускового импульса исполнительный механизм (привод) *7* дробеструйной очистки открывает секторную заслонку дробепитателя *8* и сорбент самотеком поступает через точки на сферические разбрасыватели *9* и равномерно распределяется по сечению конвективной шахты КА *10*.

↓

Пройдя пространство конвективной шахты КА, частицы сорбента ссыпаются в нижнюю часть нижний бункера *12*, пройдя через сепаратор *11*, и затем выносятся по трубам вверх потоком транспортирующего агента, создаваемым с помощью помещенного под КА или над КА воздушным нагнетателем *13*.

Цикл газоочистки замыкается.

а) б)

Рисунок 6.1 – Схема (а) и алгоритм (б) реализации способа просыпки цеолитсодержащих пород

Устройство и алгоритм работы представлены на рисунке 6.2.

Применение сухой просыпки реагентов после золоуловителя КА имеет значительный недостаток по сравнению с дозировкой в конвективную шахту: невозможность увеличения КПД КА при снижении температуры точки росы в газах (за счет поглощения SO_2). При реализации способа добавки реагента в опускную шахту КА происходит адсорбция SO_2, SO_3, NO_x и, как следствие, уменьшение содержания паров H_2SO_4, что существенно повышает надежность низкотемпературных поверхностей нагрева КА [435]. Экономическая эффективность метода [423] определяется возможностью снижения температуры уходящих газов – $\Delta\vartheta_{ух}$. Сниженный расход топлива можно определить:

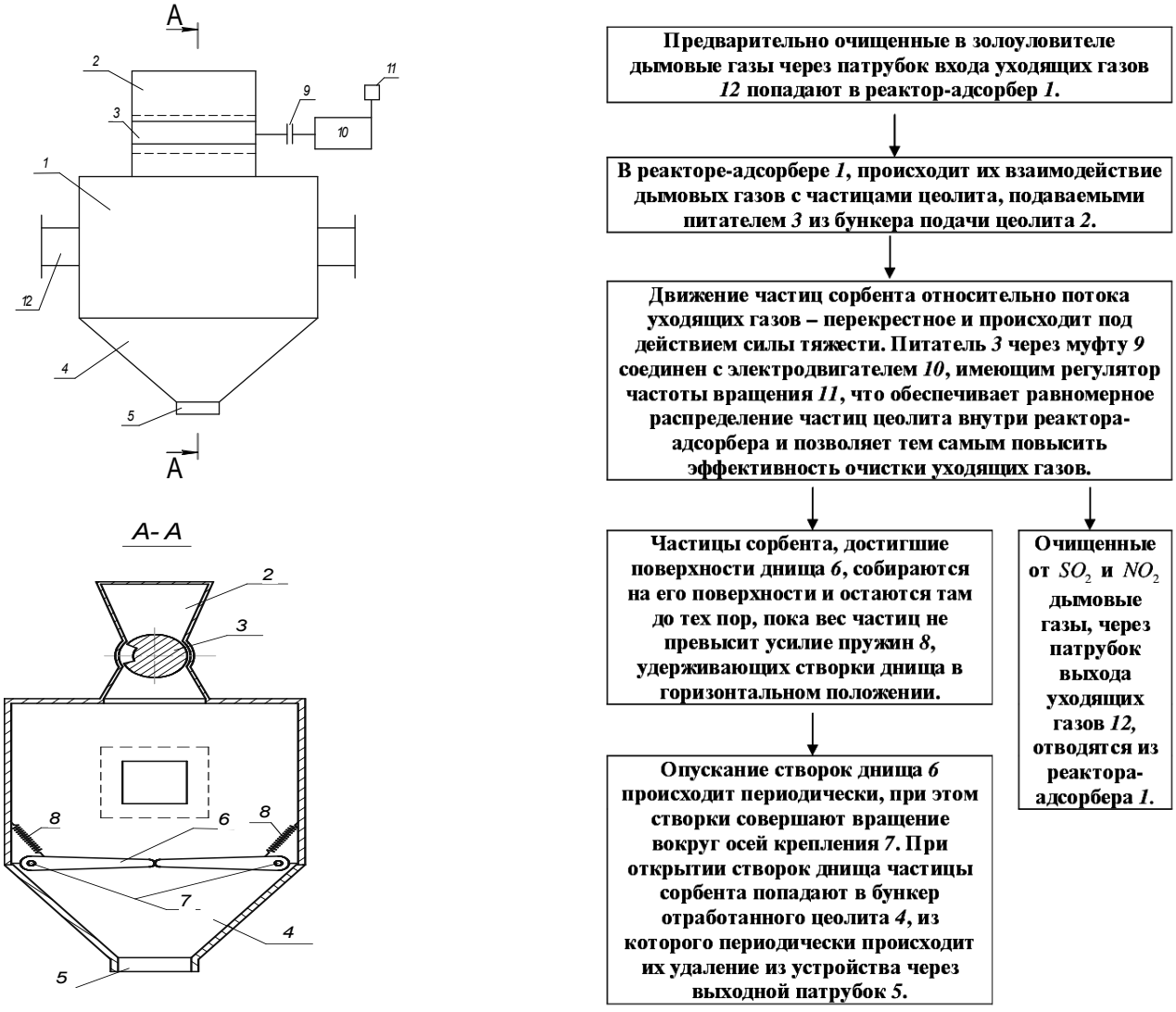
$$B_p^{\text{var}} = \frac{Q_1 \cdot (1 - q_4)}{Q_i^r \cdot \left[\eta_0 + \Delta q_2 (\Delta\vartheta_{ух})\right]}, \tag{6.1}$$

где $\Delta q_2(\Delta\vartheta_{ух})$ – снижение потери тепла уходящих газов.

$$\Delta\vartheta_{ух} = f(b_C) = \frac{201}{1{,}05^{4{,}19 a_{ун} A^{П}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{Q_i^r} \cdot \left(S^r - S_k^r - (S^r - S_k^r) \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_C}{0{,}289 \cdot S^r} \right)^2 \right] \right)}, \tag{6.2}$$

где $b_C = B_c / B_p$ – удельный расход ЦШМ, приведенный к расходу топлива, $кг/кг$;

S_k^r – предельная процентная доля серы в топливе (такая доля серы в топливе, при которой выброс SO_2 будет предельный – соответствующий такой дозации сорбента, при которой повышение b_C не приведет к заметному снижению SO_2), %.



а) б)

Рисунок 6.2 – Устройство (а) и алгоритм (б) реализации сухой очистки газообразных выбросов после золоуловителя КА

Энергетическая эффективность метода [423] (уголь Харанорский (1Б) – $S^r = 0{,}3\%$) представлена в таблице 6.3. Предельное $\Delta\vartheta_{ух}$ для рассмотренного угля равно $8{,}84^0 C$.

Таблица 6.3

Энергетическая эффективность метода [423] (уголь Харанорский (1Б))

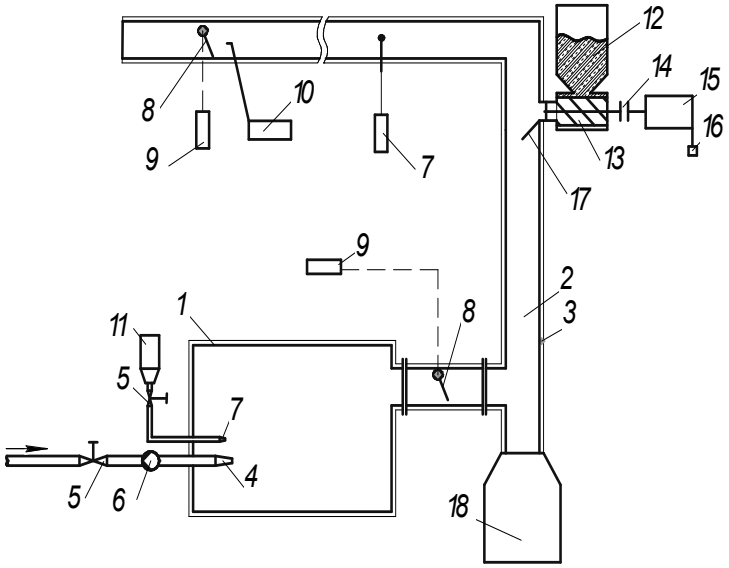
b_c, кг/кг	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25
$\Delta\vartheta_{ух}$, °C	0	5,8	7,98	8,69	8,82	8,84
Δq_2, %	0	0,38	0,52	0,56	0,58	0,58

Эффективность метода в значительной степени определяется дисперсным составом адсорбента и b_C [41].

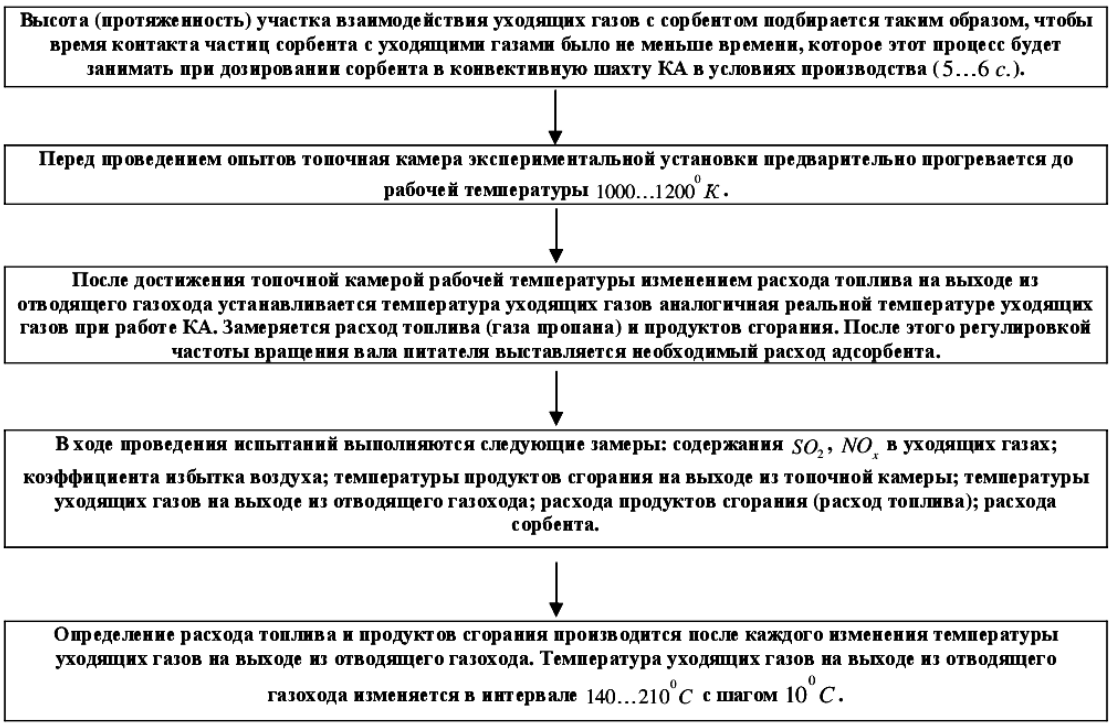
6.1.3.2. Экспериментальные исследования эффективности адсорбции SO_2 и NO_2 цеолитсодержащими породами

Лабораторное исследование

Экспериментальное исследование проводилось на базе лабораторного стенда (представлен на рисунке 6.3, (А)), моделирующего функционирование КА с объемным сжиганием [436]. Данный стенд обладает широким диапазоном изменения характеристик, влияющих на эффективность адсорбции, и дает возможность оценить динамическую ёмкость твёрдых реагентов сухой технологии газоочистки, включая цеолитсодержащие породы. Характеристика экспериментальных исследований эффективности адсорбции SO_2 и NO_2 цеолитсодержащими породами представлена в таблице 6.4.



а)



б)

Рисунок 6.3 – Устройство (а) и алгоритм функционирования (б) лабораторного стенда, моделирующего работу КА с объемным сжиганием топлива (обозначение см. таблице 6.4)

Таблица 6.4

Характеристика экспериментальных исследований эффективности адсорбции SO_2 и NO_2 цеолитсодержащими породами

выброс	SO_2	NO_2
Цель исследования	Предварительная оценка сорбционной способности природного цеолитсодержащего сырья Забайкальских месторождений при его использовании в качестве сорбента вредных выбросов, содержащихся в уходящих газах КА ТЭС, а также получение аналитических зависимостей выброса SO_2 и NO_2 от расхода данного сырья.	
Способ моделирования	Для получения требуемого количества SO_2 в уходящих газах используется раствор H_2SO_4, который подается через металлическую трубку в ядро факела, создаваемого горелкой. Концентрация SO_2 в продуктах сгорания подбиралась за счет изменения расхода кислоты, подаваемой из емкости *11*, с помощью шибера *5* по показаниям газоанализатора *10*.	Содержание NO_2 моделируется режимом горения. Установка представляет собой топочную камеру *1*, соединенную со стальным газоходом *2* ($Д_у = 120$ *мм*). Наружная поверхность установки (с целью обеспечения стационарности процесса эмиссии вредных веществ) покрыта слоем тепловой изоляции *3*. Сжигание топлива производится с помощью эжекционной горелки *4*. Регулирование температуры газов на выходе из отводящего газохода производится за счет изменения длины отводящего газохода *2*, а также за счет корректировки расхода сжигаемого топлива. Регулирование расхода топлива производится с помощью шибера *5* с учетом показаний расходомера *6* и анемометра *7*, установленного на выходе из отводящего газохода. Установка работает под небольшим наддувом, который создается давлением газа в эжекционной горелке *4*.
Измеряя-емые парамет-ры	Для контроля и измерения температуры продуктов сгорания на выходе из топки (перед участком взаимодействия дымовых газов с сорбентом), а также на выходе из отводящего газохода используются две отдельные хромель-алюминиевые термопары *8*, подключенные к самопишущему прибору *9*, потенциометру КСП-4. Анализ состава продуктов сгорания и коэффициент избытка воздуха производится в отводящем газоходе с помощью газоанализатора *10 (*Testo 350*)*. При необходимости измерение концентраций может производиться в отводящем газоходе на участке взаимодействия уходящих газов с сорбентом. Концентрации NO_x и SO_2, полученные в ходе проведенных опытов, усреднялись и пересчитывались на сухую массу продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха в них $\alpha = 1{,}4$. При проведении опытов для измерения скорости движения уходящих газов использовался многофункциональный анемометр АМ-70. Измерение скорости движения газов производилось на выходе из отводящего газохода. Требуемое соотношение расходов топлива и цеолита устанавливалось следующим образом. В бункер подачи сорбента загружалась навеска природных цеолитов, отмеренная с помощью лабораторных весов ЭВА СКЛ-4200, равная по весу 2 кг. Навеска сорбента срабатывалась за определенный промежуток времени. После чего изменением скорости вращения вала питателя с помощью регулятора частоты вращения подбиралась производительность питателя, обеспечивающая требуемое по условиям эксперимента соотношение расходов топлива и цеолита. Необходимая производительность питателя выставлялась перед проведением каждого последующего опыта. Во время эксперимента количество сорбента в бункере подачи сорбента поддерживалось постоянным и равным отмеренной ранее навеске. Расход топлива, как указывалось ранее, регулировался с помощью шибера, установленного перед эжекционной горелкой, с учетом показаний расходомера. Для тонкой корректировки расхода топлива использовались показания анемометра 7.	
Способ очистки	Подача адсорбента в отводящий газоход производится непрерывно из бункера подачи сорбента *12* с помощью питателя *13*, приводимого через муфту *14* от электродвигателя *15*. Электродвигатель снабжен регулятором частоты вращения *16*. Для равномерного распределения частиц адсорбента по объему продуктов сгорания в отводящем газоходе используется рассеиватель *17*. Сбор отработанного сорбента производится в бункер *18*.	

При помощи лабораторного стенда был проведен факторный анализ сорбционной способности цеолитсодержащих пород (ЦШМ фракционного состава $1…3$ *мм*, влажность $<16\,\%$). Для этого производилось изменение относительного расхода ЦШМ: $0…7{,}5\,\%$ – шаг 1%.

Предварительные экспериментальные исследования проводились для оценки возможности адсорбирования SO_2 при помощи ЦШМ. Они состояли в проведении серии экспериментов при различных концентрациях SO_2 в диапазоне $47{,}5…91{,}3$ *ppm* (см. таблица 6.5) и просыпке ЦШМ b_C в диапазоне $0…7{,}5\,\%$ (см. рисунок 6.4).

Таблица 6.5

Концентрация SO_2 (предварительное лабораторное применение метода)

Относительный расход цеолита, %	**Концентрация SO^2, ppm**				
	1	**2**	**3**	**4**	**5**
0	90	80	70	60	50
1	87	77	69	58	49
2	85	76	68	57	49
3	84	74	67	55	49
4	82	71	63	54	47
5	80	70	60	51	47
6	75	61	55	49	38
7	65	58	50	40	32
7,5	60	52	44	36	30

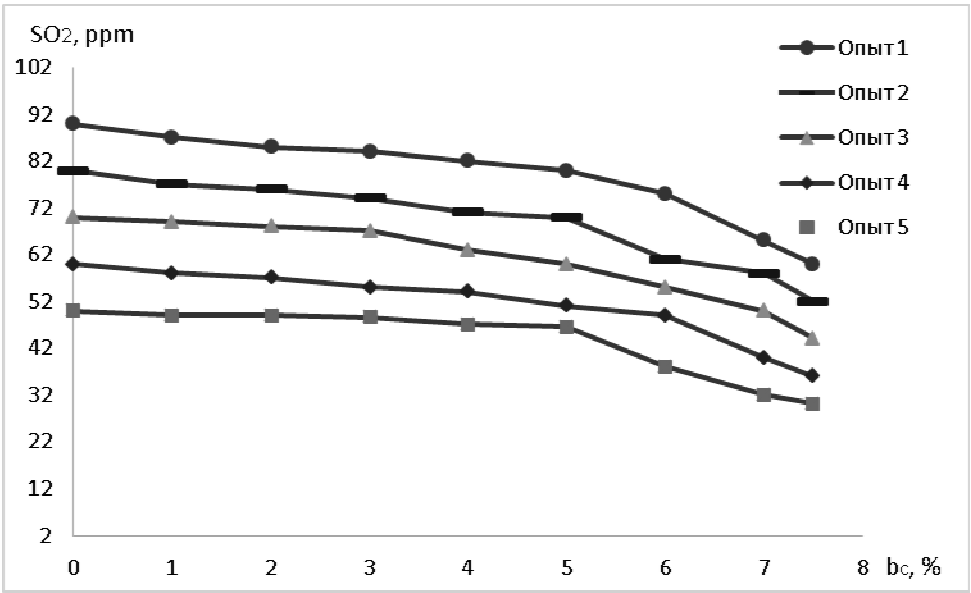


Рисунок 6.4 – Концентрация SO_2 (предварительное лабораторное применение метода)

На основе анализа результатов предварительных экспериментальных исследований оценки возможности адсорбирования SO_2 при помощи ЦШМ было определено, что концентрация SO_2 в продуктах сгорания КА определяется следующими параметрами:

– соотношением адсорбент/расход топлива b_C (удельным расходом ЦШМ);

– базовым (без применения метода) содержанием SO_2;

– конечным (при $b_C > 30\,\%$) содержанием SO_2 в уходящих газах, которое характеризует сорбционную емкость ЦШМ.

С учетом оценки характера поведения кривых снижения концентрации SO_2 от b_C была обобщена функциональная зависимость:

$$C_{SO_2} = \left(C_{SO_2}^0 - C_{SO_2}^k \right) \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_c}{n \cdot S^r} \right)^k \right] + C_{SO_2}^k , \qquad (6.3.)$$

где $C_{SO_2}^k$ – конечное содержание SO_2, не зависящее от b_C (для ЦШМ при $b_C > 30\,\%$), ppm;

n, k – параметры, характеризующие адсорбционные свойства реагента.

Для определения величины параметров n, k, а также для определения характера поведения кривых снижения концентрации $NO_x = f(b_c)$ были проведены экспериментальные исследования с учетом изменения температуры продуктов сгорания КА (см. таблицу 6.6, 6.7.). Согласно алгоритму функционирования лабораторного стенда (представлен на рисунке 6.3) интервал изменения температуры – $140 \ldots 210\ ^0C$, шаг изменения – $10\ ^0C$. Результаты проведенных опытов представлены в таблице 6.6, 6.7.

Таблица 6.6

Концентрация NO_x (лабораторное применение метода)

Относительный расход цеолита, %	Концентрация NOx, ppm				
	1	2	3	4	5
0	190,7	186,3	206,1	212,4	218,6
0,4	187,3	185,2	201,2	210,2	215,6
1,2	182,4	180,4	194,3	206,4	212,3
1,8	174,2	173,2	187,5	197,4	204,5
2,3	162,5	159,2	185,9	191,3	196,1
2,7	158,2	168,4	181,1	186,2	189,3
3,8	156,4	162,1	174,2	179,2	182,1
4,6	147,3	158,3	167,3	174,4	179,3
5,2	142,3	157,1	161,9	168,3	177,5
6,8	140,1	146,9	141,1	152,2	164,2
7,1	139,5	139,9	139,5	148,1	158,1
7,5	137,2	136,4	130	135,2	142,1

Таблица 6.7

Концентрация SO_2 (лабораторное применение метода)

Относительный расход цеолита, %	Концентрация SO_2, ppm				
	1	2	3	4	5
0	82,9	91,1	87,4	86,6	88,2
0,4	81,3	90,2	84,6	85,3	85,3
1,2	78,2	87,4	82,6	81,4	81,9
1,8	75,6	85,3	81,3	76,3	76,6
2,3	71,2	81,2	79,8	74,8	75,4
2,7	67,2	76,4	78,4	73,2	74,3
3,8	64,9	72,1	76,1	71,4	72,1
4,6	63,8	60,5	71,2	70,8	70,2
5,2	62,3	69,7	69,3	69,4	68,8
6,8	60,8	67,3	62,3	67,3	66,2
7,1	58,3	62,8	60,6	63,2	60,3
7,5	57,1	61,6	56	61,4	59,1

Аппроксимирующие кривые содержания $NO_x = f(b_c)$ и $SO_2 = f(b_c)$, представлены на рисунках 6.5, 6.6.

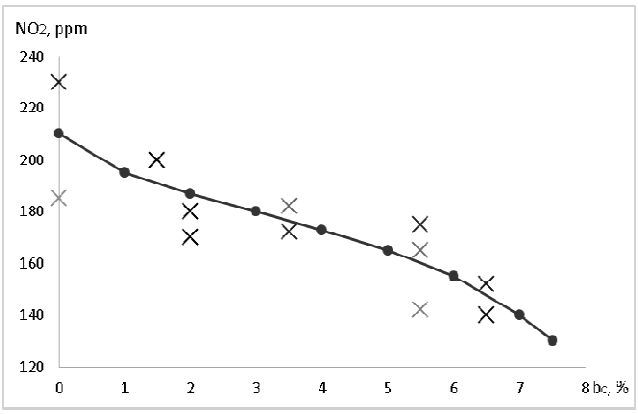


Рисунок 6.5 – Аппроксимирующая кривая содержания $NO_x = f(b_c)$

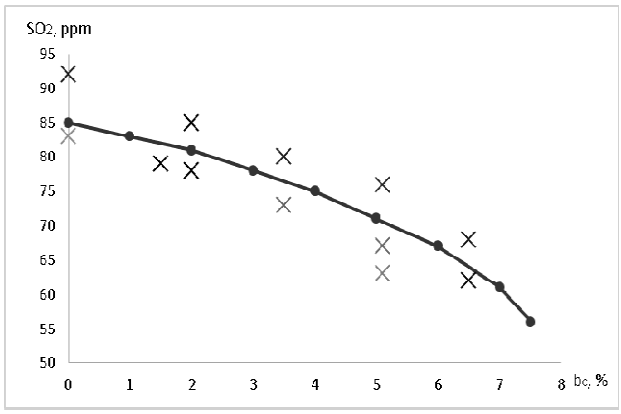


Рисунок 6.6 – Аппроксимирующая кривая содержания $SO_2 = f(b_c)$

По результатам лабораторных исследований эффективности адсорбции SO_2 и NO_2 цеолитсодержащими породами можно сделать вывод о потенциальной возможности их применения на КА.

Для использования в методиках эколого-экономической оценки полученные экспериментальные данные по содержанию $NO_x = f(b_c)$ и $SO_2 = f(b_c)$ (см. таблицы 6.6, 6.7), были интерпретированы в форме аналитических выражений. Данные выражения сформировали технико-экономически обоснованный метод повышения эффективности и снижения вредных выбросов от КА с объемным сжиганием твердого топлива на основе использования ЦШМ (подтвержденный патентом [423]).

Формула для массовых выбросов $NO_x = f(b_c)$ [423]:

$$M_{NO_x} = \left(M^0_{NO_x} - M^k_{NO_x} \right) \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_c}{0{,}166 \cdot N^r} \right)^2 \right] + M^k_{NO_x}, \qquad (6.4)$$

где $M^k_{NO_x}$ – массовые выбросы NO_x, не зависящие от b_C (максимально сниженные);

$M^0_{NO_x}$ – исходные массовые выбросы NO_x (без применения метода).

Формула для массовых выбросов $SO_2 = f(b_c)$ [423]:

$$M_{SO_2} = \left(M^0_{SO_2} - M^k_{SO_2} \right) \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_c}{0{,}32 \cdot S^r} \right)^2 \right] + M^k_{SO_2}, \qquad (6.5)$$

где $M^k_{SO_2}$ – массовые выбросы SO_2, не зависящие от b_C (максимально сниженные);

$M^{0}_{SO_2}$ – исходные массовые выбросы SO_2 (без применения метода).

Опытно-промышленный эксперимент

С целью подтверждения возможности промышленного применения цеолитсодержащих пород для уменьшения антропогенного воздействия КА ТЭС было проведено опытно-промышленное исследование на КА $БКЗ-220-100$ ст. № 6 ЧитТЭЦ-1. Характеристика опытно-промышленных исследований приведена в табл. 6.8.

Измеряемые параметры режимов опытно-промышленных исследований дана в таблице 6.9.

Эффективность метода, согласно промиспытаниям, составила 21,4 и 18,8 % (по NO_x и SO_2), что доказывает эколого-экономическую обоснованность разработанного способа применения цеолитсодержащих пород для снижения вредных выбросов от КА с объемным сжиганием топлива. Оценка режимов работы КА при промиспытаниях метода определила отсутствие риска шлакования его поверхностей нагрева и снижения надежности работы в целом.

Таблица 6.8

Характеристика опытно-промышленных исследований

Опыты	Работа КА без использования газоочистных мероприятий	Дозирование природных цеолитов в конвективную шахту КА
Цель исследования	Проверка полученных ранее лабораторным путем результатов, а также определение условий работы КА при использовании на нем способа совместного снижения выбросов NO_x и SO_2, основанного на дозировании природных цеолитов в конвективную шахту.	
Способ моделирования	Штатный режим работы КА приведенный к номинальной нагрузке КА $220\ т/ч$.	Штатный режим работы КА приведенный к номинальной нагрузке КА $220\ т/ч$. Дозирование природных цеолитов в конвективную шахту КА.
Способ очистки	В силу отсутствия на КА $БКЗ-220-100$ ЧитТЭЦ-1 смонтированной системы дробеструйной очистки поверхностей нагрева, дозирование цеолитов в конвективную шахту КА производилось через потолочную часть, между рядами труб конвективного пароперегревателя. Для обеспечения необходимого по условиям опытно-промышленных испытаний относительного расхода цеолитов (5% от расчетного расхода натурального топлива) на последней отметке КА ст. № 6 был смонтирован расходный бункер (емкостью около $150\ см^3$) с шибером, позволяющим регулировать скорость поступления сорбента в конвективную шахту. Для нужд проведения опытно-промышленных испытаний на станцию в общей сложности было поставлено $0{,}73\ т.$ природных цеолитов. Перед проведением испытаний шибер расходного бункера был настроен на относительный расход цеолитов, равный 5% от расхода натурального топлива. Общее время снятия проб уходящих газов во время проведения опытно-промышленных испытаний составило 12 минут. Начало дозирования сорбентов в конвективную шахту КА через 5 минут после начала испытаний. При проведении эксперимента топливом служил уголь Харанорского месторождения (1Б), для сопоставимости с условиями лабораторных опытов использовался ЦШМ, фракция $1\ldots3\ мм$, влажность до 16%.	
Условия эксперимента. Измеряемые параметры	Отбор проб дымовых газов для определения содержания NO_x и SO_2 проводился после золоуловителя на одном из двух газоходов, идущих от КА. Интервал времени между отборами проб дымовых газов был выбран равным 2 минутам. Выбранная частота отбора проб позволила, в конечном итоге, более точно определить характеристики насыщения цеолита. Измерение концентрации NO_x и SO_2 в дымовых газах, а также определение коэффициента избытка воздуха выполнялось с помощью газоанализатора «Testo 350». Показатели, характеризующие работу КА, фиксировались с помощью штатных приборов. Замеры параметров работы КА осуществлялись параллельно отбору проб дымовых газов. В силу объективных причин производительность КА в ходе проведения испытаний поддерживалась близкой к номинальной ($200\ т/ч$) при сохранении номинальных параметров пара. Концентрации NO_x и SO_2 приводились к нагрузке $200\ т/ч$ и коэффициенту избытка воздуха $\alpha = 1{,}4$.	

Таблица 6.9

Эколого-экономические характеристики $БКЗ-220-100$ **ст. № 6 (промиспытания метода)**

Время, мин	Давление перегретого пара, кгс/см^2	Температура перегретого пара, °С	Расход перегретого пара, т/ч	Температура уходящих газов, °С	Кислород, O_2, %	Содержание NO_X, ppm	Содержание SO_2, ppm	Примечание
0	98	516	205	163	5,0	1742,4	325,3	Работа без газоочистки
2	97	521	212	167	4,2	1753,7	337,4	
4	98	513	213	165	4,6	1738,2	322,6	
6	100	514	210	162	4,3	1624,6	307,6	Дозирование цеолитов в конвективную шахту
8	97	516	207	159	4,9	1504,1	294,5	
10	96	514	209	164	4,6	1450,3	280,7	
12	97	516	213	166	5,1	1369,2	264,2	

6.1.3. Комплексная оценка эффективности разработанных методов использования природных цеолитов для снижения антропогенного воздействия КА с объемным сжиганием топлива

6.1.3.1. Особенности эколого-экономического обоснования использования природных цеолитов для снижения антропогенного воздействия КА с объемным сжиганием топлива

Рассмотрим особенности оптимизации методов использования природных цеолитов для снижения антропогенного воздействия КА с объемным сжиганием топлива на основе критерия минимизации прироста годовых дисконтированных затрат – $\Delta З$, вызванных их реализацией. Условие оптимизации метода выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} b^{opt} = \lim\limits_{\Delta З \to \min} f(\Delta З), \\ \Delta З = \sum\limits_{i=1}^{6} f\left(\Delta И_i(b_{реаг}), \alpha\right) + K_0, \\ 0 < b^{opt} \le b^{пред}, \end{cases} \tag{6.6}$$

где b^{opt} – оптимальное значение соотношения адсорбент/расход топлива $b_{реаг}$ (оптимизируемого параметра), $т / т\ у.т.$;

$b^{пред}$ – предельная величина $b_{реаг}$, $т / т\ у.т.$;

$\Delta И_1 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат (топливных) за

счет реализации метода, *руб.*;

$\Delta И_2 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат на адсорбент (реагентные), *руб.*;

$\Delta И_3 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат за счет снижения платы за выбросы, *руб.*;

$\Delta И_4 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат, вызванный изменением надежности КА за счет увеличения абразивности продуктов сгорания, *руб.*;

$\Delta И_5 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат (топливных), вызванный увеличением способности к шлакованию продуктов сгорания, *руб.*;

$\Delta И_6 = f\left(b_{реаг}\right)$ – прирост годовых дисконтированных затрат на электричество для реализации метода, *руб.*

$$\Delta И_1 = \alpha \cdot \Delta B_p^{\text{var}} \cdot Ц_{топл} \cdot T_{уст}, \tag{6.7}$$

где $\Delta B_p^{\text{var}} = f\left(b_{реаг}\right)$ – изменение затрат угля, *кг / с*;

$Ц_{топл}$ – цена угля, *руб / кг*;

$T_{уст}$ – параметр, характеризующий годовую загрузку КА (число часов использования установленной мощности), *ч / год*;

$\alpha = \dfrac{(1+I)}{(E-I)} \cdot \left[1 - \left(\dfrac{1+I}{1+E}\right)^{T_{пр}}\right]$ – дисконтируемый множитель.

Величина $T_{пр}$ определяется величиной срока функционирования поверхностей нагрева КА в местах применения рассматриваемых методов.

$$\Delta B_p^{\text{var}} = \frac{Q_1 \cdot (1 - q_4) \cdot \Delta q_2}{Q_i^r \cdot \eta_0 \cdot (\eta_0 + \Delta q_2)}, \tag{6.8}$$

где Δq_2 – повышение эффективности (КПД) за счет изменения допустимой температуры продуктов сгорания на выходе из КА:

$$\Delta \vartheta_{ух} = f\left(b_{реаг}\right). \tag{6.9}$$

Затраты на адсорбент (с учетом кратности его использования) равны:

$$\Delta И_2 = \alpha \cdot B_{реаг} \cdot \left[k \cdot (n-1) + \frac{1}{n} \right] \cdot Ц_{реаг} \cdot T_{уст}, \qquad (6.10)$$

где $B_{реаг} = b_{реаг} \cdot B_p$ – расход адсорбента, $кг/с$;

B_p – расход угля на КА при номинальном режиме, $кг/с$;

$Ц_{реаг}$ – цена адсорбента, $руб/кг$;

k – коэффициент относительной потери адсорбента в методе;

n – коэффициент кратности использования адсорбента в методе.

Прирост годовых дисконтированных затрат за счет снижения платы за выбросы равен:

$$\Delta И_3 = \alpha \cdot T_{уст} \cdot \sum \Delta M_i \cdot T_i^{экол}, \qquad (6.11)$$

где $\Delta M_i = f(b_{реаг})$ – сокращение выбросов $i-го$ элемента из поглощаемых (SO_2, NO_x, CO), $г/с$;

$T_i^{экол}$ – удельная плата за выброс $i-го$ элемента из поглощаемых при применении метода.

Прирост годовых дисконтированных затрат, вызванный изменением надежности КА за счет увеличения абразивности продуктов сгорания, определяется увеличением скорости и объема золовых частиц и частиц адсорбента в продуктах сгорания.

$$\Delta И_4 = П_0 \cdot \alpha \cdot N, \qquad (6.12)$$

где $П_0$ – экономические потери, связанные с приростом абразивности, $руб.$;

N – увеличение ремонтов поверхностей нагрева от увеличения абразивности при применении метода.

$$N = \frac{\cdot \Delta I_{абр}}{S_н}, \qquad (6.13)$$

где $S_н$ – допустимое утонение (до ремонта), $мм$;

$\Delta I_{абр} = I^1_{абр} - I^0_{абр}$ – дополнительный износ, вызванный приростом абразивности, $мм/год$;

$I^0_{абр}$ – износ при базовой абразивности, $мм/год$;

$I^1_{абр}$ – износ при применении метода, *мм / год*.

Экономические потери, связанные с приростом абразивности, можно определить согласно методике [41, 437]:

$$П_0 = П^1_0 + П^2_0 + П^3_0, \tag{6.14}$$

где $П^1_0$ – затраты на ремонт и восстановление отказавшего оборудования и затраты топлива на его последующий пуск, *руб.*;

$П^2_0$ – потери от недоиспользования основных фондов и персонала ТЭС, *руб.*;

$П^3_0$ – дополнительные затраты, связанные с пуском и работой резервного оборудования, имеющего, как правило, большие удельные расходы топлива [41, 437], *руб.*

Если на станции предусмотрена связь КА по острому пару (поперечная связь), то учитываем только $П^1_0$. К примеру, для *БКЗ* – 220 – 100: пусковые расходы КА – 130 *тыс. руб.*; расходы при аварийном ремонте 20…80 *тыс. руб.*; замена *ВЭК* – 2 – 8000…9000 *тыс. руб.* [437].

Величина абразивного износа может быть найдена [439-441]:

$$I_{из} = a \cdot m \cdot k_{\mu} \cdot \mu_{зл} \cdot (k_{\omega} \cdot \omega_г)^3 \cdot \left(\frac{S_1 - d}{S_1}\right)^{1,8} \cdot \tau, \tag{6.15}$$

где a – параметр абразивности, *мм* $\cdot c^3$ */ г* $\cdot$ *ч*;

m – износоустойчивость материала;

k_{μ}, k_{ω} – коэффициенты неравномерностей распределения золовых частиц и скорости газового потока;

τ – время, *ч.*;

$\omega_г$ – величина скорости газового потока (в базовом режиме), *м / с*.

Упрощая (6.15), получаем:

$$I_{из} = A \cdot (k_{\omega} \cdot \omega_г)^3, \tag{6.16}$$

где $A = a \cdot m \cdot k_{\mu} \cdot \mu_{зл} \cdot \left(\frac{S_1 - d}{S_1} \right)^{1,8} \cdot \tau$.

Дополнительный износ, вызванный приростом абразивности, равен:

$$\Delta I_{абр} = A \cdot k_{\omega}^{3} \cdot \left(\left(\omega_{г} + \Delta\omega\left(b_{реаг}\right) \right)^{3} - \omega_{г}^{3} \right). \qquad (6.17)$$

Процесс шлакования в КА, как правило, происходит на участках газоходов с температурой $600 \ldots 700\ ^{0}C$ (конвективный пароперегреватель и ширмовые поверхности), особенно ему подвержены горизонтальные и слабонаклонные поверхности [439]. Шлаковые отложения снижают эффективность теплообмена, снижая КПД КА, а также увеличивают риск пережогов. При применении сухой, а также мокросухой технологии адсорбенты могут снижать температуру плавления золошлаков (в том числе использование цеолитсодержащих пород).

Коэффициент загрязнения ε определяет изменение термического сопротивления поверхности за счет появления слоя золошлаков толщиной δ. При оценке изменения базового значения загрязнения ε_0, при слое золошлаков δ_0 вследствие роста отложений при применении методов очистки $\Delta\delta = f\left(\omega_{г}\right)$ можно воспользоваться выражением:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + \Delta\varepsilon = \frac{\delta_{сумм}}{\lambda_{сумм}} = \frac{\delta_0}{\lambda_0} + \frac{\Delta\delta}{\lambda_{реаг}} = \frac{\delta_0 + \Delta\delta}{\overline{\lambda}}. \qquad (6.18)$$

Как было показано выше, если скорость газов зависит от $b_{реаг}$, то:

$$\Delta\delta = f\left(\omega_{г}\right) = f\left(b_{реаг}\right). \qquad (6.19)$$

Коэффициент теплопередачи от газов теплоносителю конкретной поверхности изменяется в зависимости от величины $\Delta\delta$ (ΔK, $Вт/м^{2} \cdot {}^{0}C$). Рассмотрим конвективный пароперегреватель (первая ступень КА $БКЗ-220-100$):

$$\Delta K = \frac{\alpha_1^{2} \cdot \Delta\varepsilon}{\left(1 + \alpha_1 \cdot \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}\right)\right) \cdot \left(1 + \alpha_1 \left(\left(\varepsilon + \Delta\varepsilon\right) + \frac{1}{\alpha_1} \right)\right)}, \qquad (6.20)$$

где $\Delta\varepsilon = f\left(\Delta\delta\right)$;

α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи для соответствующих участков.

$$\Delta Q = \Delta K \cdot F \cdot \Delta t, \qquad (6.21)$$

где ΔQ – величина недополучения тепла рассматриваемой ступенью теплообмена;

F – площадь теплообмена;

Δt – разность температур нагреваемого и греющего потоков.

ΔQ определяет перерасход угля за счет шлакования КА, необходимый на компенсацию ΔK из-за добавки адсорбентов:

$$\Delta B_p = \frac{\Delta Q \cdot (1 - q_4) \cdot \Delta q_2}{Q_i^r \cdot \eta_0 \cdot (\eta_0 + \Delta q_2)}. \quad (6.22)$$

Прирост годовых дисконтированных затрат (топливных), вызванный увеличением способности к шлакованию продуктов сгорания, равен:

$$\Delta И_5 = \alpha \cdot \Delta B_p \cdot Ц_{топл} \cdot T_{уст}. \quad (6.23)$$

Прирост годовых дисконтированных затрат на электричество для реализации метода:

$$\Delta И_6 = S_{э/э}^{внутр} \cdot N_{потр} \cdot T_{уст} \cdot \alpha, \quad (6.24)$$

где $S_{э/э}^{внутр}$ – внутристанционный тариф на электричество, $руб./кВт \cdot ч$;

$N_{потр} \cdot T_{уст}$ – годовой расход электроэнергии на реализацию метода, $кВт \cdot ч$.

Примером применения разработанной методики может быть оценка аддитивного метода применения цеолитсодержащих пород для снижения вредных выбросов от КА с объемным сжиганием твердого топлива [431] (в стоимотсях 2012 г.).

А. Капзатраты:

Для реализации метода [349] необходима установка следующего оборудования:

– $ЛК-500$ ($N = 2{,}2$ $кВт$) – $K_1 = 60000$ $руб.$;

– возвратная станция конвейера – $K_2 = 30000$ $руб.$;

– лента $L = 3м$ – $K_3 = 27000$ $руб.$;

– бункер $РБ-3000$ $K_4 = 27000$ $руб.$

$K_0 = 60000 + 30000 + 27000 + 3000 + 30000 = 150000$ $руб.$ (стоимость монтажа 3000 $руб.$).

Б. Условия определения $\Delta И_1 = f(b_C)$:

$-\Delta B_p^{\text{var}} = 0{,}0792\ т\ у.т./ч$;

$-Ц_{топл} = 1800\ руб/т\ у.т.$;

$-\ T_{уст} = 4754\ ч/год$;

- принимая $T_{пр} = 15\ лет$ определяем: $\Delta И_1 = 5713\ тыс.\ руб.$

В. Условия определения $\Delta И_2 = f(b_C)$:

– расход цеолитсодержащих пород $B_{реаг} = 0{,}05 \cdot B_p = 2{,}9178\ т/ч$;

– цена цеолитсодержащих пород $Ц_{реаг} = 250\ руб/т.$

$\Delta И_2 = 29234\ тыс.\ руб.$

Г. Условия определения $\Delta И_3 = f(b_C)$:

– снижение выбросов SO_2: $\Delta M_{SO_2} = 0{,}06 \cdot M^0_{SO_2} = 0{,}06 \cdot 149{,}214 = 8{,}95284\ г/с$;

– снижение выбросов NO_x: $\Delta M_{NO_2} = 0{,}5 \cdot M^0_{NO_2} = 0{,}5 \cdot 289{,}509 = 149{,}2545\ г/с$;

– удельные платы за выбросы: $T^{экол}_{SO_2} = 21 \cdot 1{,}46 = 30{,}66\ руб/т$,

$T^{экол}_{NO_x} = 52 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 1{,}79 = 156{,}374\ руб/т$.

$\Delta И_3 = -3407\ тыс.\ руб.$

Д. Условия определения $\Delta И_4 = f(b_C)$.

По результатам расчетов, выполненных в ходе определения отклонения теплотехнических параметров КА $БКЗ-220-100$, связанного с применением сухих технологий газоочистки, наиболее подверженными абразивному износу являются трубы водяного экономайзера (далее – $ВЭК$) и воздухоподогревателя (далее – $ВЗП$) [41, 441]. Для этих поверхностей нагрева зависимости изменения (приращения) скорости дымовых газов от относительного расхода реагентов, соответственно, имеют вид [41, 442]:

$$\Delta\omega(b_{реаг}) = 8{,}649 \cdot b_{реаг}^{\ 1{,}47}, \tag{6.25}$$

$$\Delta\omega(b_{реаг}) = 2{,}4785 \cdot b_{реаг}^{\ 1{,}23}. \tag{6.26}$$

Дополнительный износ, вызванный приростом абразивности, равен:

– для $ВЭК: \Delta I_{абр} = A \cdot k_{\omega}^{3} \cdot \left(\left(\omega_{г} + 8{,}649 \cdot b_{реаг}^{1{,}47} \right)^{3} - \omega_{г}^{3} \right);$ (6.27)

– для $ВЗП: \Delta I_{абр} = A \cdot k_{\omega}^{3} \cdot \left(\left(\omega_{г} + 2{,}4785 \cdot b_{реаг}^{1{,}23} \right)^{3} - \omega_{г}^{3} \right).$ (6.28)

При увеличении $A^{р}$ (зольность на рабочую массу) на 5 % (за счет добавки адсорбентов) абразивный износ *ВЭК* и *ВЗП* увеличится на 3,86 % и 2,3 %, что определяет увеличение $\Delta И_{4} = f\left(b_{реаг}\right)$:

– параметр абразивности $a = 0{,}45$ *мм · с*^{3} */ г · ч* [439, 440];

– износоустойчивость $m = 1{,}0$ (для сталей Ст3 и Ст20);

– коэффициенты неравномерностей: $k_{\mu} = 0{,}5$, $k_{\omega} = 0{,}5$;

– скорости газового потока (в базовом режиме): для *ВЭК* $\omega_{г} = 8{,}8$ *м / с*, для *ВЗП* $\omega_{г} = 15{,}9$ *м / с*;

– увеличение скоростей газового потока: для *ВЭК* $\Delta\omega\left(b_{реаг}\right) = 8{,}649 \cdot b_{реаг}^{1{,}47} = 0{,}1058$ *м / с*, для *ВЗП* $\Delta\omega\left(b_{реаг}\right) = 2{,}4785 \cdot b_{реаг}^{1{,}23} = 0{,}0622$ *м / с*;

– геометрические характеристики (шаги, диаметры и толщины труб) : для *ВЭК* $S_{1} = 100$ *мм*, $d_{1} = 32$ *мм*, $S_{ф} = 3{,}5$ *мм*, для *ВЗП* $S_{1} = 60$ *мм*, $d_{1} = 40$ *мм*, $S_{ф} = 1{,}5$ *мм*;

– экономические потери, связанные с приростом абразивности $П_{0} = П_{0}^{1} + П_{0}^{2} + П_{0}^{3} = 8{,}5$ *млн руб.*

Согласно зависимостям (6.27), (6.28), (6.12), определяем:

– величина абразивного износа (*ВЭК* базовый режим): $I_{абр}^{0} = 0{,}1801$ *мм / год*;

– величина абразивного износа (*ВЭК* с учетом метода): $I_{абр}^{1} = 0{,}1867$ *мм / год*;

– дополнительный износ, вызванный приростом абразивности для *ВЭК* : $\Delta I_{абр} = 0{,}0066$ *мм / год*;

– величина абразивного износа (*ВЗП* базовый режим): $I_{абр}^{0} = 0{,}2944$ *мм / год*;

– величина абразивного износа (*ВЗП* с учетом метода): $I_{абр}^{1} = 0{,}29788$ *мм / год*;

– дополнительный износ, вызванный приростом абразивности для *ВЗП* : $\Delta I_{абр} = 0{,}00348$ *мм / год*;

– увеличение ремонтов *ВЭК* за счет увеличения абразивности при применении

метода: $N = \frac{0{,}0066}{3{,}5} = 0{,}001886$;

– увеличение ремонтов $ВЗП$ за счет увеличения аброзивности при применении метода: $N = \frac{0{,}00348}{1{,}5} = 0{,}00232$.

$\Delta И_4 = 8{,}5 \cdot 10^6 \cdot 8{,}43 \cdot (0{,}001886 + 0{,}00232) = 301$ *тыс. руб.*

Е.Условия определения $\Delta И_5 = f(b_C)$:

– недополучение тепла по длине газохода КА в базовом режиме $\Delta Q_0 = 9864$ *кДж / с*;

– недополучение тепла по длине газохода КА с учетом метода $\Delta Q_0 = 11035$ *кДж / с*;

– $\Delta q_2 = 0{,}26$ %;

– $\eta_0 = 90{,}87$ %;

– $q_4 = 1{,}0$ %;

Тогда $\Delta B_p = \frac{(11035 - 9864) \cdot (1 - 0{,}01) \cdot 0{,}0026 \cdot 3{,}6}{29330 \cdot 0{,}9087 \cdot (0{,}9087 + 0{,}0026)} = 0{,}000448$ *т у. т. / ч*;

$\Delta И_5 = 32$ *тыс. руб.*

Ж) Условия определения $\Delta И_6 = f(b_C)$:

– $S_{э/э}^{внутр} = 1{,}184$ *руб. / кВт · ч*;

– $N_{потр} \cdot T_{уст} = 2{,}2 \cdot 4754 = 10459$ *кВт · ч* – годовой расход электроэнергии на реализацию метода.

Тогда $\Delta И_6 = 104$ *тыс. руб.*

Прирост годовых дисконтированных затрат, вызванный реализацией аддитивного метода [349], равен:

$\Delta З = 5713 + 292348 - 3407 + 301 + 32 + 104 + 150 =$
$= 32128$ *тыс. руб.*

6.1.3.2. Технико-экономическое обоснование методов снижения антропогенного воздействия от КА с помощью цеолитсодержащих пород

Рассмотрим технико-экономическое обоснование метода [423] в сравнении

с аддитивным [349]. Составляющие $\Delta З$ представлены в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Сравнение параметров $\Delta З$ аддитивного и разработанного методов (КА $БКЗ-220-100$)

Показатель	Аддитивный способ, основанный на смешении топлива и сорбента	Способ, основанный на просыпке сорбента в опускную шахту котла
Изменение дисконтированных расходов на топливо $\Delta И_1$, тыс. руб.	5713,266	–7147,786
Затраты на реагент $\Delta И_2$, тыс. руб.	29233,598	17076,319
Изменение платы за выброс вредных веществ $\Delta И_3$, тыс. руб.	–3406,898	–1566,085
Изменение дисконтированных издержек, направленных на ремонт котла $\Delta И_4$, тыс. руб.	301,381	301,381
Изменение дисконтированных издержек, обусловленных шлакованием труб поверхностей нагрева $\Delta И_5$, тыс. руб.	32,317	–
Изменение издержек на электроснабжение доп. оборудования $\Delta И_6$, тыс. руб.	104,3905	104,3905
Капитальные затраты $К_0$, тыс. руб.	150,0	150,0
Изменение годовых дисконтированных затрат $\Delta З$, тыс. руб.	32128,054	8918,67

Основными различиями между рассматриваемыми методами, определяющими эффективность метода [423], являются:

– отсутствие у него составляющей прироста годовых дисконтированных затрат вызванных увеличением способности к шлакованию продуктов сгорания;

– отрицательное значение прироста годовых дисконтированных затрат (топливных) за счет снижения температуры точки росы и, как следствие, снижения расхода топлива;

– меньшее снижение тепловосприятия КА;

– меньшие затраты на адсорбент за счет многократности использования.

Рассмотрим расчет метода [423] для КА $БКЗ-220-100$ ЧитТЭЦ-1:

А. Условия определения $\Delta И_1 = f(b_C)$:

– снижение расхода топлива за счет снижения температуры продуктов сгорания $\Delta B_p^{\text{var}} = 0{,}099\ т\ у.т./ч$;

– $Ц_{топл} = 1800\ руб/т\ у.т.$;

– $T_{уст} = 4754\ ч/год$;

– $\Delta И_1 = -7147{,}786\ тыс.\ руб.$

Б. Условия определения $\Delta И_2 = f(b_C)$:

– расход цеолитсодержащих пород $B_{реаг} = 0{,}05 \cdot B_p = 2{,}9178\ т/ч$;

– цена цеолитсодержащих пород $Ц_{реаг} = 250\ руб/т$;

– $k = 12{,}54\%$ – процент восполнения цеолитсодержащих пород;

– $n = 3$ – количество циклов работы цеолитсодержащих пород.

$\Delta И_2 = 17076\ тыс.\ руб.$

В. Условия определения $\Delta И_3 = f(b_C)$:

– снижение выбросов: $\Delta M_{SO_2} = 149 - 121 = 28\ г/с$, $\Delta M_{NO_2} = 298{,}509 - 234{,}576 = 63{,}933\ г/с$, $T_{SO_2}^{экол} = 21 \cdot 1{,}46 = 30{,}66\ руб/т$, $T_{NO_x}^{экол} = 52 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 1{,}79 = 156{,}374\ руб/т$.

Тогда $\Delta И_3 = -1566\ тыс.\ руб.$

Г. Условия определения $\Delta И_4 = f(b_C)$, как для аддитивного метода.

Прирост годовых дисконтированных затрат (топливных) вызван увеличением способности к шлакованию продуктов сгорания $\Delta И_5 = 0\ \ руб.$, поскольку добавка цеолитсодержащей породы осуществляется в конвективную шахту, где температуры ниже порога плавления.

Тогда для метода [423]:

$$\Delta З = -7148 + 170769 - 15669 + 3019 + 0 + 1049 + 150 = 8919\ тыс.\ руб.$$

Согласно табл. 6.13 можно сделать следующие выводы:

– метод [423] экономически более оправдан за счет снижения расхода топлива при его использовании, в отличие от большинства известных методов;

– риск увеличения шлакования при внедрении метода [423] отсутствует;

– методу [423] присуща высокая экологическая эффективность.

6.1.3.3. Технико-экономическая оптимизация методов снижения антропогенного воздействия от КА с помощью цеолитсодержащих пород

Для разработки универсального способа оптимизации адсорбционных методов повышения экологической эффективности КА определим прирост годовых дисконтированных затрат через одну формулу:

$$\Delta З = K + A \cdot \frac{B_1 \cdot C_1 \cdot \left[G_1 - H \cdot \left(V - \Delta\vartheta_{ух.г}\right)\right]}{U_1 + C_1 \cdot \left[G_1 - H \cdot \left(V - \Delta\vartheta_{ух.г}\right)\right]} \cdot F_1 + B_{реаг.} \cdot R + S_{э/э} \cdot N_{потр.} +$$

$$+ G \cdot \left(U - U \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_{реаг}}{S} \right)^2 \right] \right) + I \cdot \left(Q - Q \cdot \exp\left[-\left(\frac{b_{реаг}}{X} \right)^2 \right] \right) + \qquad ,(6.29)$$

$$+ z \cdot \left[p_{ВЭК} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt[3]{\omega_{г.ВЭК}}} - \frac{1}{\left(\omega_{г.ВЭК} + \Delta\omega_{г.ВЭК} \right)^3} \right) + p_{ВЗП} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt[3]{\omega_{г.ВЗП}}} - \frac{1}{\left(\omega_{г.ВЗП} + \Delta\omega_{г.ВЗП} \right)^3} \right) \right]$$

где $A = \alpha \cdot T_{уст}$;

$| U_1 = \eta_0$;

$B_1 = B_p^{ут} = \dfrac{3{,}6 \cdot Q_1 \left(1 - q_4\right)}{\left(Q_н^r\right)_y \cdot \eta_0}$;

$C_1 = \dfrac{\left(1 - q_4\right)}{Q_н^r}$;

$G_1 = H_{ух.г}^{исх.}$ – базовая энтальпия за $ВЗП$, $кДж/кг$;

$H = \left(V_{RO_2} \cdot c_{RO_2} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} \right) + \left(\alpha - 1\right) \cdot V^0 \cdot c_в + \dfrac{A^r \cdot c_{зл} \cdot a_{ун}}{100}$;

$\Delta\vartheta_{ух.г}$ – определяется согласно (6.2);

$F_1 = Ц_{топл}$;

$R = 3{,}6 \cdot \left[k \cdot \left(n - 1\right) + \dfrac{1}{n} \right] \cdot Ц_{реаг}$;

$G = 3{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot T_{SO_2}^{экол}$;

$U = M_{SO_2}^0 - M_{SO_2}^k$;

$$S = 0{,}32 \cdot S^{r};$$

$$I = 3{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot T_{NO_2}^{экол};$$

$$Q = M_{NO_2}^{0} - M_{NO_2}^{k};$$

$$X = 0{,}166 \cdot N^{r};$$

$$z = \frac{\alpha \cdot П_0}{T};$$

$$P_{ВЭК} = \frac{S_H^{ВЭК}}{T \cdot Y_{ВЭК}};$$

$$Y_{ВЭК} = a \cdot m \cdot k_{\mu} \cdot \mu_{зл} \cdot k_{\omega}^{3} \cdot \left(\frac{S_1^{ВЭК} - d^{ВЭК}}{S_1^{ВЭК}} \right)^{1,8};$$

$$P_{ВЗП} = \frac{S_H^{ВЗП}}{T \cdot Y_{ВЗП}};$$

$$Y_{ВЗП} = a \cdot m \cdot k_{\mu} \cdot \mu_{зл} \cdot k_{\omega}^{3} \cdot \left(\frac{S_1^{ВЗП} - d^{ВЗП}}{S_1^{ВЗП}} \right)^{1,8}.$$

Оптимальное значение расхода адсорбента будет определяться условием:

$$\begin{cases} \left(\Delta З\right)' = f'\left(b_{реаг.}\right) = A \cdot \left(B - C - 2 \cdot \left(D + E\right)\right) + 3 \cdot \left(F + J\right) = 0 \\ 0 < b^{opt} \le b^{пред} \end{cases}, \qquad (6.30)$$

где $B = B_P \cdot R;$

$$D = \frac{G \cdot U \cdot b_{реаг} \cdot \exp\left(- \frac{b^{2}_{реаг}}{S^{2}} \right)}{S^{2}};$$

$$E = \frac{I \cdot Q \cdot b_{реаг} \cdot \exp\left(- \frac{b^{2}_{реаг}}{X^{2}} \right)}{X^{2}};$$

$$F = \frac{P_{ВЭК} \cdot b^{x-1}_{реаг} \cdot y \cdot x \cdot z}{\left(\omega_{г.ВЭК} + y \cdot b^{x}_{реаг} \right)^{4}};$$

$y \cdot b^{x}_{реаг} = \Delta\omega_{г.ВЭК}$ –;

y, x – параметры, характеризующие $\Delta\omega_{г.ВЭК} = f(b_{реаг})$;

$$J = \frac{P_{ВЗП} \cdot b^{q-1}{}_{реаг} \cdot p \cdot q \cdot z}{\left(\omega_{г.ВЗП} + p \cdot b^{q}{}_{реаг}\right)^4};$$

$$p \cdot b^{q}{}_{реаг} = \Delta\omega_{г.ВЗП};$$

p, q – параметры, характеризующие $\Delta\omega_{г.ВЗП} = f(b_{реаг})$;

$$C = \frac{2\,B_1\,C_1\,F_1\,H\,K\,L\,M\,b_{реаг}\,\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)}{3W^2\left[U_1 + C_1\left[G_1 - H\left[V - K\left[L\left(M - M\,\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)\right)\right]^{\frac{1}{3}}\right]\right]\right]}$$

$$\frac{1}{\left[L\left(M - M\,\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)\right)\right]^{\frac{2}{3}}} -$$

$$- \frac{2\,B_1\,C_1{}^2\,F_1\,H\,K\,L\,M\,b_{реаг}\,\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)}{3W^2\left[U_1 + C_1\left[G_1 - H\left[V - K\left[L\left(M - M\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)\right)\right]^{\frac{1}{3}}\right]\right]\right]^2}$$

$$\frac{\left[G_1 - H\left[V - K\left[L\left(M - M\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)\right)\right]\right]\right]}{\left[L\left(M - M\exp\left(-\frac{b^2{}_{реаг}}{W^2}\right)\right)\right]^{\frac{2}{3}}}$$

$$K = \frac{201}{1{,}05^{4{,}19 \cdot a_{ун} A^{П}}};$$

$$L = 1/Q_н^r;$$

$$M = S^r - S_k^r;$$

$$S_k^r = C_{SO_2}^k;$$

$$W = 0{,}289 \cdot S^r.$$

Условие (6.30) позволяет осуществлять нахождение оптимального расхода адсорбентов, обусловленного технико-экономическими и экологическими особенностями методов.

В качестве примера рассмотрим оптимизацию метода просыпки цеолитсодержащих пород в конвективную шахту КА (для *БКЗ* – 220 – 100 и *ТПЕ* – 216 рабо-

тающих на харанорском угле). Условия оптимизации:

– для КА $БКЗ-220-100$: $S^r = 0{,}3\ \%$; $N^r = 0{,}5\ \%$; $a_{ун} = 0{,}95$; $T_{уст} = 4754\ ч/год$; $\eta_0 = 90{,}87\ \%$; $B_р = 16{,}21\ кг/с$; $Ц_{топл} = 1800\ руб/т\ у.т.$; $К = 150000\ руб.$; $Т = 15\ лет$; $Ц_{реаг} = 100\ руб/т$; $N_{потр} = 2{,}2\ кВт$; $S_{э/э} = 1{,}184\ руб./кВт \cdot ч$;

– для КА $ТПЕ-216$: $S^r = 0{,}3\ \%$; $N^r = 0{,}5\ \%$; $a_{ун} = 0{,}95$; $T_{уст} = 4754\ ч/год$; $\eta_0 = 91{,}39\ \%$; $B_р = 49{,}41\ кг/с$; $Ц_{топл} = 1800\ руб/т.у.т.$; $К = 150000\ руб.$; $Т = 15\ лет$; $Ц_{реаг} = 85\ руб/т$; $N_{потр} = 2{,}2\ кВт$; $S_{э/э} = 1{,}1\ руб./кВт \cdot ч$.

Различия в стоимости реагента обусловлены тем, что месторождение Шивыртуйского цеолита находится в непосредственной близости от ХарГРЭС, где установлены $ТПЕ-216$. Результаты расчета прироста годовых дисконтированных затрат и скорости их изменения на реализацию метода [423] (на $ТПЕ-216$) представлены на рисунках 6.7, 6.8.

Анализ поведения кривой изменения $\Delta З = f(b_C)$ показал, что при $b_C = 0\ldots6\ \%$ $\Delta З < 0$, следовательно, при данных величинах b_C рассматриваемый метод приносит помимо экологического положительный экономический эффект. А при $b_C > 6\ \%$ $\Delta З > 0$, что характеризует превышение затрат на реализацию метода над доходом.

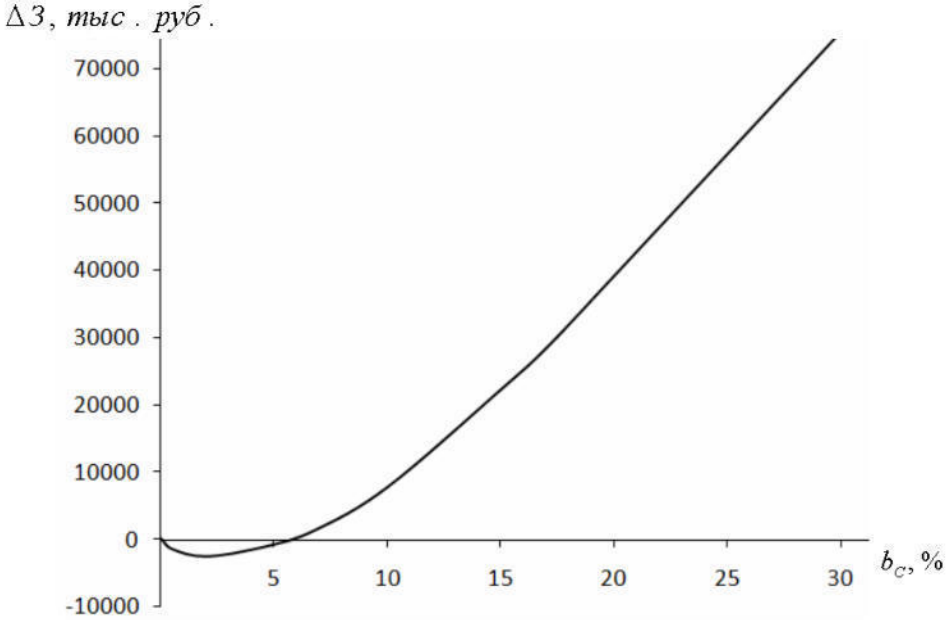


Рисунок 6.7 – Прирост годовых дисконтированных затрат на реализацию метода [423] (на $ТПЕ-216$)

На основе условия (6.30) (при значениях платы за выбросы, действующих в РФ) был определен оптимальный расход цеолитсодержащих пород:

– $2{,}7\ldots2{,}8\ \%$ для КА $БКЗ-220-100$;

– $2{,}1\ldots2{,}2\ \%$ для КА марки $ТПЕ-216$ (см. рис. 6.8).

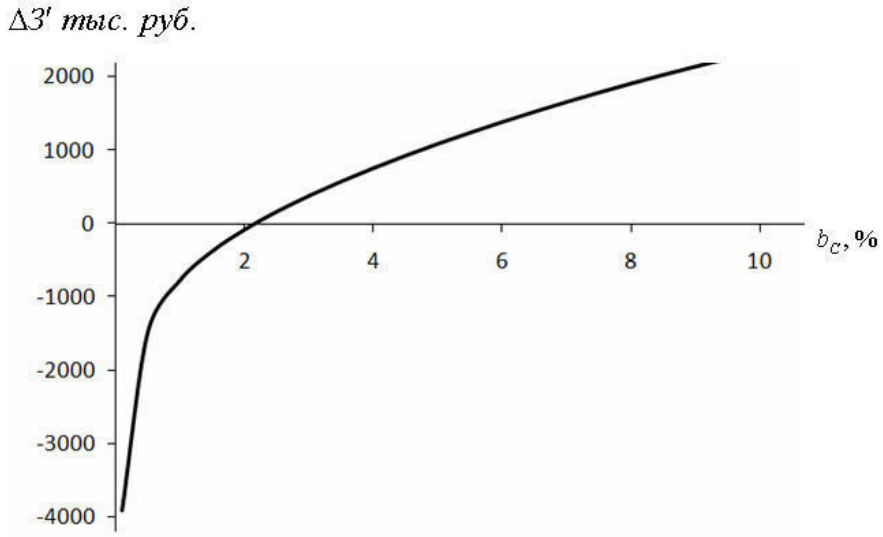


Рисунок 6.8 – Скорость изменения прироста годовых дисконтированных затрат на реализацию метода [423] (на $ТПЕ-216$)

Если рассматривать оптимизацию методов в условиях платы за выбросы и экологических штрафов, действующих на территории Евросоюза, то оптимальный уровень дозирования цеолитсодержащих пород будет значительно выше. Согласно [444], усредненный параметр компенсации антропогенного воздействия составляет $4{,}4\ евро/кг$ для NO_x, а с учетом дополнительных параметров может достигать $16\ евро/кг$ для SO_x (см. таблицу 6.11). В таблице 6.15 приведены результаты расчета оптимального расхода адсорбента для реализации метода [423] на $БКЗ-220-100$ ЧитТЭЦ-1 и $ТПЕ-216$ ХарГРЭС. Все составляющие $\Delta З$, кроме $И_з$ (рассматриваемого по тарифам Евросоюза), рассчитывались в сопоставимых условиях.

Таблица 6.11

Компенсирующая плата (усредненная для Евросоюза-25) за выбросы NO_x и SO_2, *евро/т* [444]

Смертность на 1000 O_3 смертность: - основные показатели здоровья; - показатели здоровья чувствительных реципиентов. Сельскохозяйственные культуры O_3 / показатель здоровья	VOLY – средняя величина VOLY – средняя величина Включено Не включено Включено SOMO 35	VSL – средняя величина VOLY – средняя величина Включено Не включено Включено SOMO 35	VOLY – средняя величина VOLY – средняя величина Включено Включено Включено SOMO 0	VSL – средняя величина VOLY – средняя величина Включено Включено Включено SOMO 0
NO_X	4400	6600	8200	12000
SO_X	5600	8700	11000	16000

Согласно таблице 6.12 можно сделать вывод, что повышение платы за выбросы в РФ до уровня Евросоюза приведет к тому, что метод [423] станет экономически прибыльным мероприятием при $b_C > 30\,\%$. При том, что даже при существующем уровне платы за выбросы издержки на снижение выбросов SO_x и NO_x (по NO_x) равны $< 0{,}33$ *руб/т* NO_x. Лучшие зарубежные аналоги имеют издержки $\approx 2{,}21$ *руб/т* NO_x.

В результате можно сделать вывод о эколого-экономической привлекательности метода [423] как в РФ, так и для Евросоюза.

Таблица 6.12

Результаты оптимизации метода [423] при условии его применения на территории Евросоюза

Наименование	Величина платы за выброс SO_2, евро/т	Величина платы за выброс NO_X, евро/т	Оптимальный относительный расход реагента, %
Осредненный тариф, действующий в странах Европейского союза	–	4000	28,5 – 29,0
Предельная компенсация за ущерб (SOMO 35)	5600	4400	28,5 – 29,0
Предельная компенсация за ущерб (SOMO 0)	16000	12000	≥30

6.2. Технологические рекомендации

6.2.1. Технологические рекомендации по внедрению режимных методов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности современных СЦТ

Внедрение предложенных режимных методов повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности на ряде СЦТ населенных пунктов Забайкальского края показало их высокую эффективность. Фактический эффект от внедрения только условно беззатратных (режимных) мероприятий составил более 70 *млн руб./год*. Распространения опыта реализации данных методов на СЦТ РФ (одного из основных потребителей топливно-энергетических ресурсов) позволит добиться системного эффекта снижения энергоёмкости экономики России.

6.2.2. Технологические рекомендации по повышению экономичности работы ТЭС за счет модернизации СЦТ

А. Все предложенные схемы модернизации теплофикационных установок ТЭС экономически обоснованы:

– внедрение способа управления сетевой подогревательной установкой [391] на ХарГРЭС позволило добиться экономического эффекта более 0,8 *млн руб./год*;

– способ перераспределения потоков теплоты между ТА [407] позволяет помимо увеличения располагаемой тепловой мощности СЦТ добиться снижение удельного расхода топлива на $0{,}3\ г/кВт\cdot ч$, что эквивалентно $419\ т\ у.т./год$ или $0{,}89\ млн\ руб./год$ при сроке окупаемости $1{,}5\ года$ (на примере ХарГРЭС);

– схема подготовки воздуха для КА ТЭЦ в условиях резкоконтинентального климата дает экономию условного топлива $2611\ т\ у.т./год.$, что соответствует $5{,}5\ млн\ руб./год$ при сроке окупаемости менее 1 месяца (на примере блока с ТА $К-215-130$).

Б. Модернизация системы транспортировки теплоносителя [408] за счет использования технологии тепловых насосов для перераспределения потоков теплоты между участками тепловых сетей с целью расширения диапазона суточного регулирования отпуска теплоты потребителям дает экономический эффект более $18\ млн\ руб./год$ (на примере СЦТ «ТЭЦ-1 – Город»).

В. Все предложенные схемы модернизации систем теплопотребления потребителей тепловой энергии в СЦТ экономически обоснованны:

– внедрение САР отпуска тепловой энергии у конечных потребителей позволит (помимо увеличения располагаемой мощности СЦТ на $2{,}93\ \%$) добиться дополнительной реализации тепловой мощности на сумму более $200\ млн\ руб.$ при значительном снижении потребления топлива (на примере СЦТ г. Читы);

– внедрение схемы совершенствования функционирования САР в СЦТ [411] позволило добиться значительных экономических эффектов как при перераспределении теплоносителя между районами теплопотребления (экономия $3\ 369{,}6\ тыс.\ руб.$ за отопительный период СЦТ г. Читы), так и при локальном перераспределении между отдельными потребителями (экономия около $900\ тыс.руб.$ на объектах теплоснабжения ЗабГУ);

– внедрение схемы модернизации САР с применением технологии тепловых насосов [416] позволило добиться значительной экономии при сроке окупаемости $1{,}37\ года$ (на корпусе «Э» ЗабГУ);

– внедрение схемы модернизации системы ГВС [413] определило годовой экономический эффект $411\ тыс.\ руб.$ при сроке окупаемости менее года (на корпусе «ТП» ЗабГУ);

– внедрение схем гелионагрева в СЦТ [409] определяет экономический эффект за счет использования энергии солнца для нагрева теплоносителей в размере $5600\ руб/м^2$ лучевоспринимающей поверхности при сроке окупаемости $6{,}1\ года$.

6.3. Выводы по главе 6

1. На основе критерия минимума дисконтированных затрат в системе разработана комплексная методика технико-экономической оптимизации расхода адсорбентов при использовании способов повышении экологической эффективности КА ТЭС.

2. Разработаны комбинированные способы совместного снижения выбросов SO_x и NO_x в СЦТ, обеспечивающие повышение эффективности основного оборудования ТЭС. Выполненные лабораторные и опытно-промышленные испытания (в том числе на оригинальных лабораторных стендах) предлагаемых способов подтвердили их высокую эффективность.

3. Относительные издержки при внедрении рассмотренных способов уменьшения антропогенного воздействия КА ТЭС составили $0\ldots0{,}33\ руб./т\ NO_x$.

4. Предложены технологические рекомендации по повышению эффективности и увеличению располагаемой мощности существующих СЦТ за счет внедрения режимных методов, а также разработанных схем модернизации теплофикационных установок ТЭС, систем транспорта теплоносителя и систем теплопотребления потребителей тепловой энергии.

Заключение

В диссертационном исследовании разработан, обоснован и внедрен комплекс режимных методов и малозатратных способов модернизации, направленных на комплексное использование НИЭ для повышения энергетической и экологической эффективности существующих СЦТ, что определяет обеспечение выполнения государственных программ снижения энергоемкости ВВП и развития инфраструктуры для повышения качества жизни населения РФ.[9, 35, 36, 363, 365, 366, 394, 395, 419, 428, 434, 442, 468, 488–493]

Основные результаты выполненных исследований сводятся к следующему:

1. Разработаны высокоэффективные методы модернизации систем теплопотребления потребителей тепловой энергии и КА ТЭС за счет использования ВИЭ в СЦТ (установка гелиовоздушного отопления, система нагрева сетевой воды, способ гелионагрева воздуха для КА ТЭС). Опытно-промышленная эксплуатация разработанных способов показала их высокую экономичность и минимальные сроки окупаемости, что обуславливает их широкое внедрение. Для вовлечения в хозяйственный оборот с участием ФГБОУ ВПО «ЗабГУ» было открыто малое инновационное предприятие с годовым оборотом более $7\ млн.\ руб./год$.

2. Разработаны и теоретически обоснованы методики повышения эффективности функционирования СЦТ за счет использования ТНУ и современных САР. Внедрение предложенных способов модернизации СЦТ в г. Чите показало их высокую эффективность. Фактический эффект от внедрения составил более $3\ млн\ руб.$ за отопительный период.

3. Разработана система критериев оптимизации мероприятий направленных на развитие СЦТ, дифференцированных по условиям различных экономических отношений.

4. На основе анализа существующего состояния оборудования и неравномерности режимов работы современных СЦТ сформулирован комплексный подход к оптимизации их функционирования, совмещающий режимные методы с рационализацией потокораспределения и состава оборудования. В рамках данного

подхода предложена оптимизация графиков центрального регулирования, включающая способ построения энергоэффективного годового графика центрального регулирования отпуска теплоты в СЦТ и методику оптимизации графиков отпуска тепловой энергии в СЦТ с учетом теплоаккумулирующих свойств ограждающих конструкций и тепловых сетей.

5. Предложена оригинальная методика описания изменения нагрузки ГВС в течение суток для различных видов потребителей тепловой энергии, позволяющая определить ее в любой момент времени.

6. Разработана модель температурного запаздывания в СЦТ с учётом теплоаккумулирующих свойств тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

7. Разработаны алгоритм и методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС в современных условиях её функционирования на ОРЭМ, реализованные в комплексе программ для ЭВМ, основанном на декомпозиции модели, и позволяющие, используя возможности современных вычислительных систем, с высокой скоростью находить решение:

– по выбору состава включённого генерирующего оборудования;

– по определению оптимальной загрузки ТЭЦ на РСВ и формирования оптимальных ценовых заявок;

– по оптимизации финансового результата при оперативном перераспределении тепловой и электрической энергии между ТА и при поставке электроэнергии на балансирующий рынок.

8. Внедрение предложенных режимных методов на ряде СЦТ населенных пунктов Забайкальского края показало их высокую эффективность. Фактический эффект от внедрения только условно беззатратных (режимных) мероприятий составил более 70 *млн руб./год*.

9. Предложены методы повышения эффективности и увеличения располагаемой мощности СЦТ за счет совершенствования потокораспределения в тепловых схемах ТЭС. Внедрение предложенных способов на ХарГРЭС показало их высокую эффективность. Фактический экономический эффект превысил 8 *млн руб./год*.

10. Представлена методика оптимизации способов повышения экологической

безопасности ТЭС с учетом технико-экономической рационализации использования адсорбентов.

11. Разработаны комбинированные способы совместного снижения выбросов SO_x и NO_x в СЦТ, обеспечивающие повышение эффективности основного оборудования ТЭС. Выполненные лабораторные и опытно-промышленные испытания (в том числе на оригинальных лабораторных стендах) предлагаемых способов подтвердили их высокую эффективность. Определено, что использование природного цеолита Шивыртуйского месторождения значительно снижает выбросы SO_x и NO_x, при этом эффективность использования топлива в КА возрастает на $0{,}56\ \%$.

12. Результаты выполненных исследований используются в образовательном процессе на кафедре энергетики ФГБОУ ВО «ЗабГУ».

Список используемой литературы

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» (УТВЕРЖДЕНА распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р) [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации // Режим доступа: rosenergo.gov.ru/upload/GP, (Дата обращения: 16.01.2014).

2. Перспективы развития российской энергетики (World Energy Outlook 2011): [Электронный ресурс] / Международное энергетическое агентство (МЭА) // Режим доступа: www.worldenergyoutlook.org/ media/weowebsite/2011/ russian_chapters.pdf / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

3. Гусев А.Б. Доступность жилья в России и за рубежом: Сравнительный анализ: [Электронный ресурс] / авторский Интернет-сайт А.Б.Гусева // Режим доступа: www.urban-planet.org / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

4. Указ президента №600 от 27 мая 2012 г. «О мерах по обеспечению граждан Российской Федерации доступным и комфортным жильём и повышению качества жилищно-коммунальных услуг»: [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://kremlin.ru/acts/15237 / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

5. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения".

6. Иванов С.А. Повышение эффективности работы Теплоэнергетического оборудования электростанций в энергосистемах с преобладающей долей ТЭЦ за счет совершенствования тепловых схем и режимов работы (на примере Забайкальского края): Дисс…докт. техн. наук / С.А. Иванов. – Улан-Удэ: ВСГУТУ, 2012.

7. Горячих Н.В. Анализ способов выработки дополнительной мощности турбоагрегатами ТЭЦ в максимум отопительной нагрузки: Дис…канд. техн. наук / Н.В. Горячих. – Улан-Удэ, 2010.

8. Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. N 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности

российской экономики": [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://www.rg.ru/2008/06/07/ukaz-dok.html / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

9. Маккавеев В.В. О проблеме ненормативного отпуска теплоты потребителям / В.В. Маккавеев, С.А. Иванов, А.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2010. – № 7. – С. 12-14.

10.Калугин А.В. Применение ступенчатого регулирования и теплонасосных установок в современных системах централизованного теплоснабжения: дис. … канд. техн. наук / А.В. Калугин. – Улан-Удэ, 2012.

11.Батухтин А.Г. Повышение эффективности современных систем теплоснабжения / А.Г. Батухтин, С.А. Иванов, М.В. Кобылкин, А.В. Миткус // Вестник ЗабГУ. – 2013. - №9(100). С.112–120.

12.Иванов С.А. Анализ опыта установки приборов учета тепловой энергии в Чите / С.А. Иванов, О.Е. Куприянов, А.А. Середкин. // Промышленная энергетика. – 2000. – № 4.

13.Шарапов В.И. Регулирование нагрузки систем теплоснабжения / В.И.Шарапов, П.В. Ротов. // – Москва: Новости теплоснабжения, 2007. – 164 с.: ил.

14.Клер, А.М. Выбор оптимального состава включенного оборудования и режимов работы ТЭЦ на сутки вперед / А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев и др. // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2015. - № 4. - С.116-129.

15.Шарапов В.И. О путях преодоления кризиса в работе систем теплоснабжения / В.И.Шарапов, П.В. Ротов. // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2000. – № 5-6. – С. 3-7.

16.Шарапов В.И. Механизмы компенсации потребителями недоотпуска тепла из систем теплоснабжения / В.И.Шарапов, П.В. Ротов. // Энергосбережение в Поволжье. – 2000. – № 2. – С. 51-53.

17.Шарапов В.И. Технологические последствия работы систем теплоснабжения в условиях дефицита топлива на теплоисточниках / В.И. Шарапов, П.В. Ротов. // Состояние и перспективы развития электротехнологий:

тез. докл. Междунар. научн.-техн. конф. – Иваново: ИГЭУ. 1999, – С. 171.

18.Шарапов В.И. Компенсация недоотпуска тепла от ТЭЦ городскими потребителями / В.И.Шарапов, П.В. Ротов. // Известия Вузов. Проблемы энергетики. – 2000. – № 9-10. – С. 62-69.

19.Шарапов В.И. Кто и как осуществляет теплоснабжение городов сегодня? / В.И.Шарапов, П.В. Ротов. // Новости теплоснабжения. – 2001. – № 2. – С. 11-15.

20.Куликов А.И. Проблемы эксплуатации зданий при систематических нарушениях теплоснабжения (недотопах) / А.И. Куликов. // Энергосбережение в городском хозяйстве: материалы Второй Рос. научн.-техн. конф. – Ульяновск: УлГТУ. 2000. – С. 49-51.

21.Козин В.А. Организация, состояние и режим теплоснабжения г. Иваново в 1998 г. В кн. // Энергетический ежегодник: Вып. 2 / под ред. А.В. Мошкарина. – Иваново: РЭК – ИГЭУ, 1999. – 256 с.

22.Шарапов В.И. О причинах неудовлетворительного теплоснабжения города Набережные Челны // Материалы 2-го междунар. симпозиума по энергетике, окружающей среде и экологии. Т. 2. – Казань: КФ МЭИ, 1998. – С. 33-36.

23.Шарапов В.И. Особенности теплоснабжения городов при дефиците топлива на электростанциях / В.И. Шарапов // Электрические станции. – 1999. – № 10. – С. 63-66.

24. Богданов А.Б. Кризис теплоэнергетической системы города Омска. / А.Б. Богданов // Энергосбережение и энергетика в Омской области. – 2004. – №4 (13). – С. 21, 23-27.

25.Терлецкая А.С. О работе теплопотребляющих систем абонентов систем централизованного теплоснабжения / А.С. Терлецкая. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2000. – № 1. – С. 12-16.

26.СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика. Госстрой СССР, 1982.

27.Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев. – М.: Новости теплоснабжения, 2008. – 448 с.

28.Рябцев В.И. Корректировка гидравлического режима тепловых сетей при ограничении теплопотребления / В.И. Рябцев, П.А. Плетнев // Промышленная энергетика. – 2006. – № 7. – С. 19–21.

29.Пырков В.В. Особенности современных систем водяного отопления./ В.В. Пырков. – Киев: Такі справи, 2003.- 176 с.: ил.

30.Пырков В.В. Современные тепловые пункты автоматика и регулирование./ В.В. Пырков. – Киев: Такі справи, 2007. – 252 с.: ил.

31.Шарапов В.И. О зарубежном опыте экономии топливно-энергетических ресурсов в системах теплоснабжения / В.И. Шарапов, П.В. Ротов // Энергосбережение. – 1999. – № 2. – С. 60-62.

32.Мошкарин А.В. Оценка эффективности установки в жилых зданиях систем учета и регулирования фирмы «Данфосс». // В кн. Энергетический ежегодник: Вып. 1 / А.В. Мошкарин, под ред. А.В. Мошкарина. – Иваново: РЭК-ИГЭУ, 1997. 140 с.

33.Энергосбережение в Кемерове – реальность // Экономика и управление. – 1997. – № 1-2. – С. 35.

34.Особенности режимов работы систем теплоснабжения в условиях автоматизации потребителей тепла. // Новости теплоснабжения. – 2004 г. – № 3.

35.Батухтин А.Г. Влияние протяженности тепловых сетей на режимы отпуска теплоты от ТЭЦ с учетом функционирования потребителей / А.Г. Батухтин, О.Е. Куприянов. // Промышленная энергетика.– 2005. – № 5. – С. 39-41.

36.Батухтин А.Г. Применение оптимизационных моделей функционирования систем теплоснабжения для снижения себестоимости тепловой энергии и увеличения располагаемой мощности станции / А.Г. Батухтин, В.В. Маккавеев // Промышленная энергетика 2010. – №3. С. 7-8.

37.Витульская Н.В. Прикладная экология: учебное пособие / Н.В. Витульская. – Краснодар, 2001. – 272 с.

38.Глухов В.В. Экономические основы экологии: Учебник для вузов. 3-е изд. / В.В. Глухов, Т.В. Лисочкина, Т.П. Некрасова– Санкт-Петербург, изд. «Специальная литература», 2004. – 384 с.

39.Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. – М.: «Энергия», 1973. – 296 с.

40.Степанов В.С. Оценка негативного воздействия технических объектов на окружающую среду методами термодинамического анализа / В.С. Степанов, Т.Б. Степанова // Промышленная энергетика, 2010, № 2. – с. 48-56.

41.Пинигин В.В. Повышение качества прогнозирования вредных выбросов от котельных установок ТЭС: дис. … канд. техн. наук / В.В. Пинигин. – Санкт-Петербург, 2014.

42.Коваль Т.В. Повышение эффективности технологического процесса производства тепловой энергии на ТЭС за счет утилизации золы и шлака: Дис…канд. техн. наук / Т.В. Коваль. – Улан-Удэ, 2011.

43.Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача: Учеб. пособие для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Высш. школа, 1980.

44.Степанов В.С. Эффективность использования энергии и энергосбережение / В.С. Степанов, Т.Б. Степанова. Учеб. пособ. – Иркутск: ИрГТУ, 2002. – 145 с.

45.Дамбиев Ц.Ц. РАСЧЕТ КПД КОТЛА И СИСТЕМ ТЭС НА ОСНОВЕ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИХ МАТРИЦ / Ц.Ц. Дамбиев, А.П. Иванов // Теплоэнергетика. – 2008. - № 2. – С. 77-78.

46.Требунских С.А. Энтропийная эффективность теплопотребляющих объектов / С.А. Требунских, А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2011. – №2. – С. 91-99.

47.Методика технико–экономических расчетов в энергетике/Государственный комитет по науке и технике, Академия наук СССР, Министерство энергетики и электрификации. – М., 1966.

48.Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико–экономическим основам ТЭС. – Минск: Выш. шк., 1982. – 318 с.

49.Качан А.Д. Технико-экономические основы проектирования тепловых электрических станций (курсовое проектирование) / А.Д. Качан, Н.В. Муковозчик – СПб. : Энергомашиностроение.

50.Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для ВУЗов / Е.Я. Соколов. М. : МГГУ, 2006.

51.Падалко Л.П. Экономические критерии в задачах технического совершенствования и развития энергетики// Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 1997. – №9–10. – С. 69–75.

52.Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования / Утверждено: Госстрой России № 7-12/47. -М.: Информэлектро, 1994. -78 с.

53.Виленский П.Л., Смоляк С.А. Как рассчитать эффективность инвестиционного проекта. Расчет с комментариями. – М.: Ин–т промышленного развития (Информ–электро), 1996. – 148 с.

54.Коссов В.В. и др. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.

55.Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. - Официальное издание / Утверждено: Госстрой России № 7-12/47. – М.: Информэлектро, 1994. – 78 с.

56.Ноздренко Г.В., Щинников П.А. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭЦ с новыми технологиями / Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. 190 с.

57.Богданов А.Б. Анергия и энергоресурсосбережение / А.Б. Богданов // Информационный бюллетень. – 2010. – №3. – С. 6-14. [Электронный ресурс] // Режим доступа: www.exergy.narod.ru/tt2010-03.pdf / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

58.Денисов ПП. Показатели влияния объемно-планировочного решения здания на расход тепла // Жилищное стр-во, 1981- № 1. С.9-10.

59.Кристоферсен Е. Потребление энергии в Дании и пути ее сохранения // Экономия энергии при застройке городов. – М.: Стройиздат, 1983. С.103-110.

60.Матросов Ю.А., Могутов В.А., Бутовский И.Н. О новых подходах, заложенных в проекте изменений СНиП Строительная теплотехника // АВОК, 1994. №5-6. С. 30-33.

61.Семенов Б.А. Оптимизация систем теплоиспользования в системах централизованного теплоснабжения городов: Дисс…докт. техн. наук / Б.А. Семенов. – Саратов: СГТУ, 2002.

62.Андрющенко А.И. Методика системных- термодинамических исследований в теплоэнергетике. - Саратов: СГТУ, 1996. — 96 с.

63.Андрющенко А.И., Леонков А.М. Проблемы развития энергетики СССР и задачи вузовской науки //Энергетика, 1982. №12. С.8-13.

64.Курицын Б.Н., Усачев А.П., Шамин О.Б. Оптимизация тепловой защиты в условиях неопределенности конвертирования цен // IV международный съезд АВОК. – М.: АВОК, 1995, С.43-48.

65.Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учебное пособие. 2-ое изд., перераб. и доб. – М.: Высшая школа, 1982. – 319с.

66.Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. 2-е изд., доб. и перераб. – М.: Наука, 1983. – 456 с.

67.Мелентьев Л.А., Макаров А.Л. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.

68.Симонов В.Ф., Попов А.И., Попов Р.А. Критерии сопоставления и оптимизации энергосберегающих решений в рыночных условиях //Межвуз. научн, семинар по проблемам теплоэнергетики. – Саратов: Сарат. Гос. техн. ун-т, 1996. С.87-91.

69.Системные исследования в энергетике в новых социально-экономических условиях / В.П.Булатов, Н.И. Воропай, А.Л.Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1995. - 189 с.

70.Андрющенко А.И., Дубинин А.Б. Образцовые циклы теплоэнергетических установок и их оптимизация: Учебное пособие. – Саратов: СПИ, 1988. – 68 с.

71.Андрющенко А.И. Основы термодинамических циклов теплоэнергетических установок. – М.: Высшая школа, 1985. – 319 с.

72.Андрющенко А.И. Основы технической термодинамики реальных

процессов – М.: Высшая школа, 1975. – 264 с.

73.Андрющенко А.И. Теоретические основы построения циклов теплоэнергетических установок: Учебное пособие. – Саратов: СПИ, 1990. – 36 с.

74.Андрющенко А.И. Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций. – М: Высшая школа, 1969. – 248с.

75.Андрющенко А.И., Аминов Р.З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых станций. - М.: Высшая школа, 1983. - 225 с.

76. Андрющенко А.И., Попов А.Л. Основы проектирования энерготехнологических установок электростанций. – М.: Высшая школа, 1983. – 265 с.

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

78.Энергетические расчеты технических систем: Справочное пособие / Под ред. А.А. Долинского и В.М. Бродянского. Киев: Наукова Думка, 1991. – 360 с.

79.Анапольская Л.Е. Метеорологические факторы теплового режима здания. – Л.: Гндромстеоиздат, 1973. – 239 с.

80.Басин Е.В. О реконструкции жилых жомов первых массовых серий при реализации нового этапа программы "Жилье" // Жилищное стр-во, 1997. №2. С.6-7.

81.Богословский В.Н. Три аспекта создания здания с эффективным использованием энергии // АВОК, 1998. № 3. С.15-17.

82.Богуславский Л. Д. Экономика теплозащиты зданий. – М.: Стройиздат, 1971. – 120 с.

83.Бродач М.М. Повышение тепловой эффективности знания оптимизационными методами // Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. – М.: 1988. – 23 с.

84.Бутовский И.Н., Матросов Ю.А. Энергетическая концепция теплотехнического проектирования зданий: Экспресс-информация. Серия "Строительные конструкции и материалы" – М.: ВНИИНТПИ, 1991. Вып Л, С.42-46.

85.Дроздов В.А., Карминов С.С.$_{Т}$ Табунщиков 10.А., Матросов Ю.А. Пути

экономии энергии при строительстве и эксплуатации зданий // Жилищное строительство, 1981. №10. С27-31.

86.Ильинский В.М. Проектирование ограждающих конструкций с учетом физико-климатических воздействий, - М; Стройиздат, 1964. – 295 с.

87.Ильинский В.М. Строительная теплофизика. – М.: Высшая школа, 1974.- 320 с.

88.Инструктивные указания по снижению потерь тепла в эксплуатируемых жилых зданиях. – М.: ОНТИ АКХ им. К.Д. Памфилова, 1979 – 21 с.

89.Ищенко В.П., Черных Л.Ф., Сорокин А.М., Кравец В.А. О снижении теплопотерь в зданиях // Жилищное строительство, 1991. №10. С. 17-18.

90.Коротков С.Н. О нормировании и экономии топлива и энергии в зданиях // Промышленное строительство, 1985. №5. С.39-40.

91.Матросов Ю.А., Бутовский И.Н. Теплозащитные характеристики энергоэффективных индивидуальных здании; Обзорная инф. - М: ВНИИНТПИ, 1992. Вып.4. -52 с.

92.Матросов Ю.А., Бутовский И.Н., Бродач М.М. Здания с эффективным использованием энергии // АВОК, 1996. № 3-4. С.3-6.

93.Табунщиков Ю.А., Бродач М.М. Научные основы проектирования энергоэффективных зданий // АВОК, 1998. № 1. С.12-14.

94.Ясин Ю.Д. Основы создания энергоэффективных и долговечных ограждающих конструкций зданий. Аспекты и методология // Материалы V съезда АВОК – М.: Информрекламиздат, 1996, С.93-95.

95.Левин Ю.П. Энергосбережение в системах теплоснабжения // Жилищное строительство, 1995. №7. С.12-15.

96.Отопление и вентиляция: Учебник для вузов в 2-х частях / В Л. Богословский, В Л.Новожилов, Б.Д.Симаков, В.П.Титов. Под ред.В.Н. Богословского). -М.: Стройиздат. 1991. – 736с.

97.Рекомендации по схемам сетей и режимам работы тепловых сетей от котельных (Министерство жилищно-коммунального хозяйства РСФСР). – М.: Отдел научно-технической информации АКХ, 1986, С.15-25.

98.Туркин В.П. Водяные системы отопления с автоматическим управлением для жилых и общественных зданий. - М.: Стройиздат, 1976.-136 с.

99.Болдырен А.М., Мелыкумв В.Н., Сотникова О.А., Куцыгина О.А., Алпатов Б.П. Автономное теплоснабжение. – Воронеж: 1999, – 488 с.

100. Децентрализованное комбинированное производство тепла и электроэнергии в Дании. – Копенгаген: изд. Управления Энергетики Дании, 1993.-56 с.

101. Сотникова О.А. Децентрализованное теплоснабжение. - Воронеж: ВГТУ, 1999. – 124 с.

102. Чистович С.А. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления / С.А. Чистович, В.К. Аверьявов и др. - Л.: Стройиздат, 1987. -160 с.

103. Грудзннский М.М., Ливчак В.И. Учет солнечной радиации при центральном регулировании отопления // Водоснабжение и санитарная техника, 1985. № 8. С19-21.

104. Табунщиков Ю.Л. Рекомендации по проектированию измерительно-вычислительных комплексов с использованием мини ЭВМ для управления системами отопления зданий / Табунщиков Ю.Л., Матросов Ю.А., Патокин В.Д. – М.: 1984. 22 с.

105. Фаликов В.С., Витальев Б.П. Автоматизация тепловых пунктов. Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 256 с.

106. Шершнев В. Солнечное теплоснабжение / В. Шершнев, Н. Дударев //Строительная инженерия. − 2005. - №4. – С. 25-26.

107. Тарнижевский Б.В. Оценка эффективности применения солнечного теплоснабжения в России / Б.В. Тарнижевский // Теплоэнергетика. – 1996. - № 5. – С. 15-18.

108. Бекман У. Расчет систем солнечного теплоснабжения / У. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи. – М.: Энергоиздат, 1982.

109. ВСН 52-86 Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования – М.: Госгражданстрой СССР, 1987. – 23с.

110. Плешка М.С. Теплонасосные гелиосистемы отопления и горячего

водоснабжения зданий /М.С. Плешка, П.М. Вырлан, Ф.И. Стратан [и др.]. Стратан – Кишинев: Штиинца, 1990. – 122 с.

111. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. Пособие для вузов / В.А. Агеев – М.: МЭИ, 2006. – 325 с.

112. Шетов В.Х. Перспективы солнечного теплоснабжения / В.Х. Шетов, В.А. Бутузов // Энергосбережение. – 2006. – № 2. – С. 98–99.

113. Исследования и разработка систем энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии // М.: Изд-во Объединенного института высоких температур РАН. – 2007. – 326 с.

114. Комолова М.Н. Роль возобновляемых источников энергии в российской и европейской системах энергоснабжения / М.Н. Комолова // Энергосбережение – 2007. – № 3. – С. 68 – 74.

115. Брусницын А.Н. Развитие нетрадиционной энергетики в XXI в. / А.Н. Брусницын // Теплоэнергетика. – 2008. – № 8. – С. 2–11.

116. Овсянников Е.М. Расчет гелиоустановки с концентрацией лучистого потока энергии / Е.М. Овсянников, В.Б. Пшеннов, Э.М. Аббасов // Промышленная энергетика. – 2008. – № 8. – С. 46 – 48.

117. Биарзи В. Солнечные коллекторы: эффективность вертикальной установки / В. Биарзи // Энергосбережение. – 2003. − №4. – С. 80– 84.

118. Иванов В.П. Солнечные коллекторы: обзор конструктивных исполнений / В.П. Иванов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 4. – С. 48 – 50.

119. Попель О.С. Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежного и отечественного производства. Новые технические решения / О.С.Попель, С.Е.Фрид, В.Н.Щеглов, [и др.] // Теплоэнергетика. – 2006. – № 3. – С. 11–16.

120. Попель О.С. Методика оценки эффективности использования солнечных водонагревательных установок в климатических условиях Российской Федерации / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец – М.: Изд-во МФТИ, 2004. – 215 с.

121. Попель О.С. Анализ показателей эффективности использования солнечных водонагревательных установок (продолжение) / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец // Сантехника, отопление, кондиционирование (СОК). – 2004. – № 5. – С. 28–32.

122. Сулейманов Ю.Г. Разработка, испытание и практической применение солнечных коллекторов / Ю.Г. Сулейманов, И.Н. Коломиец, И.Н. Прокопченко [и др.] // Российские технологии для индустрии. Альтернативные источники энергии и проблемы энергосбережения: тр. 9-го междунар. Семинара. – СПб.: ФТИ им. А.Ф. Иоффе РАН. 2003. – С. 109–110.

123. Выбор системы солнечного теплоснабжения для индивидуальных жилых домов //Материалы Федеральной промышленной ассоциации Германии по бытовым, энергетическим и экологическим технологиям.

124. Бутузов В.А. Теплоснабжение коммунальных потребителей с рациональным сочетанием традиционных и нетрадиционных источников энергии: автореф. дис. канд. техн. наук. А.В. Бутузов. – М., 1989.

125. Бутузов В.А. Солнечно-топливная котельная в Анапе / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 2. – С. 51–53

126. Бутузов В.А. Разработка и эксплуатация солнечно-топливных котельных / В. А. Бутузов, А. Н. Мацко // Промышленная энергетика. – 1993. – № 1. – С. 34-39.

127. Бутузов В.А. Разработка, эксплуатация и экономическая целесообразность сооружения гелиоустановок. / В.А. Бутузов // Монтажные и специальные работы в строительстве. – 1993. – № 4. – С. 41-44.

128. Бутузов В.А. Разработка, эксплуатация, экономическая целесообразность солнечно-топливных котельных: сб. докладов III съезда АВОК. 22-25 сент., 1993. – М.: ООО ИП АВОК-ПРЕСС, 1993.

129. Бутузов В.А. Гелиоустановки большей производительности / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2002. – № 9. – С. 6-10.

130. Бутузов В. А. Солнечные коллекторы в России и Украине: конструкции и технические характеристики / В. А. Бутузов // Теплоэнергетика.

– 2003. – № 1. – С. 94-99.

131. Бутузов В.А. Разработка и испытания солнечно-топливной котельной / В.А. Бутузов. // Промышленная энергетика. – 2005. – № 7 – С. 43 – 45.

132. Бутузов В.А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе использования возобновляемых источников энергии: автореф. дис. д-ра техн. наук / В.А. Бутузов. – М., 2004.

133. Бутузов В.А. Гелиоустановки котельных малой мощности / В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2007. – № 6 – С. 43 – 44.

134. Бутузов В.А. Перспективы солнечного теплоснабжения / В.А. Бутузов, В.Х. Шетов // Энергосбережение. – 2006. – № 7. – С. 15-18.

135. Садилов П.В. Внедрение автоматизированной гелиоустановки горячего водоснабжения в г. Сочи: «Великие реки -2004»: материалы Междунар. Научно-промышленного научно-промышленного форума. – Н. Новгород, 2004. – С. 52-54.

136. Садилов П.В. Использование возобновляемых видов энергии в реакционном регионе г. Сочи: «Культурное наследие, туризм и устойчивой развитие стран Черноморского бассейна»: материалы междунар. Семинара под эгидой ЮНЭСКО в рамках работы BSTN. – Сочи: СГУТиКД, 2004.

137. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжении: состояние дел и перспективы развития / В.А. Бутузов // Энергосбережение. – 2000. – №4. – С. 28-30.

138. Губин В.Е. Концепция совершенствования схем отпуска тепла от ТЭЦ на основе комплексного энергетического обследования : автореферат дис. … канд. техн. наук / В.Е. Губин. – Томск, 2004.

139. Дубинин В.С. Сопоставление систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения в современных условиях России / В.С. Дубинин // Промышленная энергетика. – 2005. – № 11 – С. 11–16.

140. Шалагинова З.И. Задачи и методы расчета температурных графиков отпуска тепла на основе теплогидравлического моделирования систем

теплоснабжения // Теплоэнергетика. – 2004. – № 7. – С. 41 –49.

141. Андрианов Д.Е. Экономия энергии путем управления тепловыми сетями на промышленном предприятии / Д.Е. Андрианов, Р.А. Штыков // Промышленная энергетика. – 2003. – № 6. – С. 2–5.

142. Панамарев Ю.С. Расчет гидравлических и температурных режимов работы теплосети Самарской ТЭЦ с помощью компьютерной модели / Ю.С. Панамарев, В.А. Кудинов, Ю.П. Чиликин, В.В. Котов // Теплоэнергетика. – 2005. – № 5. – С. 35-39.

143. Вороновский Г.К. Нормирование, мониторинг и управление качеством теплоснабжения в крупных теплофикационных системах с использованием новых методических принципов / Г.К. Вороновский, К.В. Махотило // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 3. – С. 38–42.

144. Маккавеев В.В. Оптимизация отпуска теплоты при качественно-количественном регулировании в открытых системах централизованного теплоснабжения: дис. … канд. техн. наук / В.В. Макковеев. – Улан-Удэ, 2005.

145. Повышение эффективности работы ТЭС Читинской энергосистемы. Ч II. Оптимизация режимов отпуска тепла от Читинской ТЭЦ-1 : отчет по НИР / А.П. Чибушев, С.А.Иванов. – Чита: ЧПИ, 1989. – 65 с. – Инв. № 01870068052.

146. Софиев А.Э. Системы математического моделирования теплогидравлических сетей / А.Э. Софиев, В.А. Иванов, А.П. Иванов. // Теплоэнергетика. – 2002. – № 10. – С. 35–39.

147. Квасов И.С. Анализ и параметрический синтез трубопроводных гидравлических систем на основе функционального эквивалентирования: автореф. дис. … д-ра техн. наук / И.С. Квасов. – Воронеж, 1998.

148. Михейкина Н.Д. Программная диалоговая система оценки состояния сложных теплогидравлических сетей / Н.Д. Михейкина, А.П. Иванов // Приборы. – 2001. – № 2. – С. 31–32.

149. Дикоп В.В. Компьютерные модели тепловых сетей и циркуляционных систем / В.В. Дикоп, В.А. Кудинов, А.Г. Коваленко, Ю.С. Панамарев [и др.] // Теплоэнергетика. – 2006. – № 8. – С. 66–68.

150. Колесников С.В. Исследование гидравлических режимов работы цирксистемы Тольяттинской ТЭЦ на компьютерной модели / С.В. Колесников, В.В. Дикоп, С.В. Томкин, В.А. Кудинов // Энергетика. – 2002. – № 6. – С. 90–95.

151. Кудинов В.А. Разработка компьютерной модели и исследование работы циркуляционной системы Новокуйбышевской ТЭЦ-2 / В.А. Кудинов, А.Г. Коваленко, С.В. Колесников, Ю.С. Панамарев. // Известия РАН. Энергетика. – 2001. – № 6. – С. 118–124.

152. Новицкий Н.Н. Информационно-вычислительный комплекс для расчета и анализа режимов теплоснабжающих систем: монография / Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев, З.И. Шалагинова, С.Ю. Баринова. // Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения. – Новосибирск: Наука, 1999.

153. Сидлер В.Г. Математическая модель теплогидравлических режимов абонентских вводов. Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем / В.Г. Сидлер, З.И. Шалагинова. – Иркутск, 1991.

154. Ротов П.В. Исследование и разработка технологий центрального регулирования нагрузки открытых систем теплоснабжения на ТЭЦ : дис. … канд. техн. наук / П.В. Ротов. – Ульяновск, 2002.

155. Губин В.Е. Повышение эффективности работы системы теплоснабжения / В.Е. Губин, С.А. Косяков. Энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России: материалы докладов III Всероссийского совещания – Томск: ЦНТИ, 2002. – С. 63–69.

156. Байбаков С.А. Основные направления повышения эффективности тепловых сетей / С.А. Байбаков, А.С. Тимошкин // Электрические станции. – 2004. – № 7. – С. 19–25.

157. Новожилов Ю.Н. Применения тепловых насосов в системах теплоснабжения / Ю.Н. Новожилов // Промышленная энергетика. – 2006. – № 5. – С. 24–25.

158. Накоряков В.Е. Энергетическая эффективность комбинированных отопительных установок на базе тепловых насосов с электроприводом / В.Е. Накоряков, С.Л. Елистратов // Промышленная энергетика. – 2008. – № 3. – С. 28 –

33.

159. Клер А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 50–54.

160. Сафронов П.Г. Разработка малозатратных методов оптимизации режимов и потокораспределения на ТЭЦ: дис. … канд. техн. наук / П. Г. Сафронов. – Улан-Удэ, 2011.

161. Мельхумов В.Н., Сотникова О.А., Алпатов Б.Л. Развитие локальных систем инженерных сетей и сооружений в малых городах// Сб. докл. Первой Российской рег.конф. "Развитие малых городов ЦЧР." – Воронеж: 1996. С.71-75.

162. «Flue Gas Cleaning», Clean Coal Technologies Handbook. PROGRAMA I+D OCICARBON – Ciemat, 2000.

163. Rigby A. The most effective technology for NOx reduction in large combustion plants / A. Rigby, A. Klatt, T. Libuda, J. Zürbig – NOXCONF: International Conference on Industrial Atmospheric Pollution, 2001.

164. Ходаков Ю.С. Оксиды азота и теплоэнергетика. Проблемы и решения / Ю.С. Ходаков. – М.: ООО «ЭСТ-М», 2001.

165. Путилов В.Я. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / В.Я. Путилов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

166. Росляков П.В. Снижение вредных выбросов в атмосферу на действующих котлах при комбинировании малозатратных технологических мероприятий / П.В. Росляков, И.Л. Ионкин // Теплоэнергетика, 2010, № 12. – с. 54-59.

167. Rentz O. Technical background document for the actualisation and assessment of UN/ECE protocols related to the abatement of the transboundary transport of nitrogen oxides from stationary sources / O. Rentz, S. Nunge, M. and T. Laforsch, 1999.

168. Ионкин И.Л. Пути повышения эффективности двухступенчатого сжигания природного газа и мазута в паровых и водогрейных котлах: Дис…канд.

техн. наук / И.Л. Ионкин. – М., 2002.

169. Беликов С.Е. Различные схемы ступенчатого сжигания как средство снижения выбросов оксидов азота / С.Е. Беликов, В.Р. Котлер // Известия академии промышленной экологии, 2005, № 1.

170. Путилов В.Я. Экология энергетики: Учебное пособие. / В.Я. Путилов – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 715 с.

171. Пал М.Х. Энергия и защита окружающей среды (сер.: «Практика защиты окружающей среды») / М.Х. Пал. – Падерборн: Изд-во FIT-Verlag, 1996.

172. Котлер В.Р. Пути решения проблемы выбросов оксидов азота на ТЭС России / В.Р. Котлер, Д.В. Сосин, А.В. Штегман // Электрические станции, 2008, № 11. – с. 9-12.

173. Росляков П.В. Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута на тепловых электростанциях / П.В. Росляков, И.А. Закиров. – М.: Изд-во МЭИ, 2001.

174. Шатиль А.А. О расчетной оценке эффективности подавления оксидов азота при ступенчатом сжигании топлив в котлах. – В кн.: Горение твердого топлива. Сб. докладов VI Всероссийской конференции. Новосибирск: Изд-во Института теплофизики СО РАН, 2006, ч.3.

175. Агапов К.В. Опыт снижения выбросов оксидов азота на котлах ТПЕ-214 Новосибирской ТЭЦ-5 с использованием схем ступенчатого сжигания / К.В. Агапов, Д.В. Остапенко, Ф.А. Серант // Энергетик, 2007, № 3. – с. 8-10.

176. «RI-Jet low NOx burners» – Fortum, 2002.

177. Чернецкий М.Ю. Разработка комплексной технологии глубокой очистки дымовых газов от оксидов азота котла П-39-IIМ Аксусской ГРЭС / М.Ю. Чернецкий, А.А. Дектерев, Д.В. Бойков, Ю.М. Саломасов, Ю.С. Ходаков // Электрические станции, 2012, № 11. – с. 21-24.

178. Росляков П.В. Экологически чистые технологии использования угля на ТЭС: Учеб. пособие / П.В. Росляков, М.А. Изюмов. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 124 с.

179. «SCONOx Ultra clean technology for reduction of CO and NOx», ABB

Alstom Power – ABB, 2000.

180. Алиярова М.Б. Определение экономически приемлемой степени очистки дымовых газов ТЭС и крупных котельных / М.Б. Алиярова // Электрические станции, 2012, № 4. – с. 30-34.

181. Бондарев А.М. Технология сжигания топлива в высококонцентрированном потоке аэросмеси – залог эффективного снижения выбросов NOx / А.М. Бондарев // Энергетик, 2006, № 7. – с. 22-23.

182. Смышляев А.А. Моденизация котельной установки для блока № 3 Каширской ГРЭС с целью снижения выбросов оксидов азота / А.А. Смышляев, С.А. Евдокимов, Л.Г. Дубовицкая, И.А. Кочетков, Э.Х. Вербовецкий // Электрические станции, 2008, № 1. – с. 2-8.

183. Жуйков А.В. Способ уменьшения выбросов оксидов азота от котла БКЗ-75-39ФБ, работающего на ирша-бородинских углях / А.В. Жуйков, В.А. Кулагин, А.Ю. Радзюк // Промышленная энергетика, 2011, № 8. – с. 9-11.

184. Сулейманов В.И. Метод снижения оксидов азота, образующихся в топках паровых котлов при сжигании органического топлива / В.И. Сулейманов // Экология промышленного производства, 2002, № 3.

185. Тумановский А.Г. Перспективы решения экологических проблем тепловых электростанций / А.Г. Тумановский, В.Р. Котлер // Теплоэнергетика, 2007, № 6. – с. 5-11.

186. Khan S.R., Srivastava R.K. Updating Performance and Cost of NOx Control Technologies in the Integrated Planning Model. Combined Power Plant Air Pollutant Control, Paper № 137. Mega Symposium, 2004.

187. Котлер В.Р. Промышленно-отопительные котельные: сжигание топлив и защита атмосферы / В.Р. Котлер, С.Е. Беликов – Энерготех, Санкт-Петербург, 2001. – 272 с.

188. «Umweltbericht 96, Kapitel 7 NOx-Reduktion», sterreichische Elektrizitätswirtschafts – Aktiengesellschaft (Verbundgesellschaft), Verbund, 1996.

Внуков А.К. Цена подавления оксидов азота рециркуляцией газов на котлах / А.К. Внуков // Энергетик, 2007, № 7.

189. Шмиголь И.Н. Перспективы использования установок сероочистки на ТЭС России / И.Н. Шмиголь // Энергетик, 2007, № 1. – с. 12-15.

190. Шмиголь И.Н. Технологии сероочистки дымовых газов для угольных тепловых электростанций Российской Федерации / И.Н. Шмиголь // Электрические станции, 2006, № 6. – с. 27-35.

191. Soud H.N. Developments in Gas Desulphurisation / H.N. Soud, 2000.

192. Тугов А.Н. Оценка влияния минеральной части отходов на содержание в дымовых газах газообразных соединений серы, хлора и фтора / А.Н. Тугов, Э.П. Дик, А.Н. Соболева // Электрические станции, 2011, № 10. – с. 15-20.

193. «Large Combustion Installations (>50 MWth). Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds», Oslo and Paris Convention – OSPAR, 1997.

194. Рослова А.С. Разработка требований химической безопасности для установок по очистке дымовых газов от оксидов серы / А.С. Рослова, И.Н. Шмиголь // Электрические станции, 2010, № 2. – с. 58-62.

195. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды (в ред. Приказа Госкомэкологии РФ от 15.02.2000 № 77).

196. Приказ президента №899 от 7 июля 2011 г. «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологии и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации»: [Электронный ресурс] // Режим доступа: http://news.kremlin.ru/ media/events/files/ 41d38565372e1dc1d506.pdf / (Дата обращения 16.01.2014 г.).

197. Тюрина Э.А. Модульные установки комбинированного производства электроэнергии и жидких топлив на основе древесной биомассы / Э.А. Тюрина, А.С. Медников, П.Ю. Елсуков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т.22 №1. С. 113-127

198. Mednikov A. MATHEMATICAL MODELING OF MINI-CHP BASED ON BIOMASS / A. Mednikov, A. Maksimov, E. Tyrina // 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE GREEN ENERGY AND SMART GRIDS, GESG 2018

199. Тюрина Э.А. Переработка биомассы в синтетические жидкие топлива и электроэнергию / Э.А. Тюрина и др. // В сборнике: Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике. Материалы Всероссийской коференции с международным участием. 2019. С. 390-391.

200. Штым К.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦИКЛОННО-ВИХРЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА: дис. … доктора технических наук / Штым К.А.. – Сиб. федер. ун-т. Красноярск, 2015

201. Середкин А. А., Бутырский А. М. Состояние и перспективы энергосбережения в городе Чите // Вестник Читинского государственного технического университета. - Чита: Чит.ГТУ. - 2001. – Выпуск 15. - 158 с.

202. Урин В.Д., Кутлер П.П. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 136 с.

203. Крумм Л.А., Мурашко Н.А., Мурашко Н.Г. Комплексный расчет краткосрочных режимов электроэнергетических систем на основе метода приведенного градиента. – Изв. АН СССР «Энергетика и транспорт». – 1971. – №1. – С.3–15.

204. Беллман Р.Д., Дрейфус С.А. Прикладные задачи динамического программирования. М.: Наука, 1965. – 457 с.

205. Лазебник А.И., Шаханов В.С., Лебедев О.И. Метод, алгоритм и программа «К1» вычисления энергетических характеристик теплофикационных электростанций со сложными тепловыми схемами// Применение вычислительной техники в электроэнергетике. (Материалы конференции). Сб. 1, М., 1964, с.27–40.

206. Маркович И.М., Лазебник А.И., Использование метода ветвей и границ в некоторых энергетических оптимизационных задачах// Электричество. – 1970. – № 7. – С.65–70.

207. Андрющенко А. И., Аминов Р. З., Хлебалин Ю. М. Теплофикационные установки и их использование. – М.: Высш. шк., 1989. – 256 с.

208. Иванов, Н.С. Программный комплекс для оптимизации режимов работы тепловых электростанций и эффективность его применения/ Н.С. Иванов, В.И. Беспалов, Н.С. Лопатин // Известия ТПУ. – 2008. – Т. 313. – С. 40–44.

209. Ледуховаский, Г.В. Повышение эффективности работы ТЭЦ при использовании байпасирования и рециркуляции сетевой воды в теплофикационных установках турбин/ Г.В. Ледуховаский, А.А. Поспелов, М.Ю Зорин., А.А. Борисов// Вестник ИГЭУ. – 2009. – №2. – С. 21–26.

210. Жуков, В.П. Оптимизация многоступенчатых теплофикационных установок/ В.П. Жуков, А.А. Борисов, Г.В. Ледуховский, А.А. Коротков// Вестник ИГЭУ. – 2008. – №2. – С. 38–41.

211. Басс, М.С. Повышение экономичности работы ТЭЦ с поперечными связями на основе оптимизации режимов работы и тепловой схемы: автореферат дис…. канд. техн. наук. - Улан-Удэ 2004.

212. Ромашова, О.Ю. Распределение нагрузок на ТЭЦ с поперечными связями с учетом потокораспределения воды: автореферат дис…. канд. техн. наук. - Томск 2007. - 127 с.

213. Барочкин, Е.В. Анализ и оптимальный синтез теплообменных систем со сложной конфигурацией потоков в энергетических и химических комплексах: дисс….докт. техн. наук. - Иваново 2008. -294 с.

214. Хамидов, Ш.В. Оптимизация состава работающего оборудования электростанций энергосистем: дисс….канд. техн. наук.-Ташкент 1984. - 128 с.

215. Боровков, В.М. Тепловые схемы ТЭС и АЭС/ В.М. Боровков, О.И Демидов, С.А. Казаров и др.; Под ред. С.А. Казаров. - СПБ.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1995.- 392 с. ил.

216. Вульман, Ф.А. Расчет параметров и показателей тепловой схемы на быстродействующей цифровой вычислительной машине/ В.А. Вульман. - Теплоэнергетика, 1963,№ 9,с.2-6.

217. Вульман, Ф.А. Тепловые расчёты на ЭВМ теплоэнергетических установок/ Ф.А. Вульман, Н.С. Хорьков. -М.:Энергия,1975.-200с.

218. Зорин, В.М. Универсальная математическая модель для расчёта

тепловых схем АЭС и АТЭЦ/ В.М. Зорин, А.М. Бисярин.-Тр.МЭИ,1980, вып.474, с. 148-161.

219. Иванов, В.А. Расчёт на ЭВМ тепловых схем мощных паротурбинных установок/ В.А. Иванов, Б.Н. Мельников. - Известия вузов СССР, Энергетика, 1974,№ 1, с.63-67.

220. Кутахов, А.Г. Разработка способов глубокой разгрузки турбоагрегатов ТЭЦ в отопительный период, реализуемых режимными мероприятиями: дис….канд. техн. наук.-Л.: ЛПИ, 1985.-185с.

221. Палагин, А.А. Автоматизация проектирования тепловых схем турбоустановок/ А.А. Палагин. -Киев.Наукова Думка,1933.-15Эс.

222. Попырин, Л.С. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок/ Л.С. Попырин, В.И. Самусев, В.В. Эпельштейн.- М.:Наука,1981.-352с.

223. Апатовский Л.Е. Расчёт тепловых схем паротурбинных установок с секционированием конденсационного устройства на ЭВМ / Л.Е. Апатовский, М.З. Кривошей, Г.Г. Пурыгин, Г.Б. Смирнов. -Энергомашиностроение, 1982.№ 2,с.15-19.

224. Сыропущинский, В.М. Принципы построения программы расчёта тепловых схем паротурбинных установок с автоматическим формированием алгоритма/ В.М. Сыропущинский, Л.В. Шатон. - Известия вузов СССР. Энергетика, 1960,№ 5,с. 105-108.

225. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/ Под общ. Ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина.- 3-е изд., перераб и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2003.-645 с.

226. Дехович, Д.А. Метод расчета и исследование характеристик осевых и радиальных турбинных ступеней: дис...канд.техн.наук. -Л.:ЛПИ,1966.-184С.

227. Автоматическая перестройка математических моделей теплоэнергетических установок в процессе оптимизационных исследований / Наумов Ю.В., Попырин Л.С., Старостенко В.И., Старостенко Н.Н. // Методы автоматического построения математических моделей теплоэнергетических установок. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 59-70.

228. Иванов А.А., Май В.А., Наумов Ю.В. и др. Влияние режимов работы АЭС на выбор параметров турбоустановки // Изв. АН СССР – Энергетика и транспорт, 1983. - №4. – С. 3-10.

229. Иванов А.А., Наумов Ю.В., Попырин Л.С. Методы математического моделирования и оптимизации параметров, вида технологической схемы и профиля оборудования атомных конденсационных и теплофикационных электростанций Оптимизация теплосиловой части АЭС с водографитовыми реакторами. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 5-13.

230. Исследования систем теплоснабжения // Под ред. Попырина Л.С. и Денисова В.И. – М.: Наука, 1989 – 216 с. Левенталь Г.Б., Попырин Л.С. Оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1970. – 352 с.

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

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

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

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

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

236. Методы применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах // Под редакцией Мелентьева Л.А. – Издательство «Наука», 1964. – 323 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

245. Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учётом современных условий их функционирования в составе электроэнергетической системы: дис. … канд. техн. наук / А. В. Чалбышев. – Иркутск, 2015.

246. Горнштейн В. М., Пономарев А. В. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой станции. – «Труды ВНИИЭ», 1972. - Вып.40. – С.31-51.

247. Аракелян Э.К., Андрюшин А.В., Зройчиков Н.А. и др. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика, 2012. - №10. – С.12-18.

248. Макарчьян В.А., Черняев А.Н., Андрюшин А.В. и др. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии. // Теплоэнергетика, 2013. - №5. – С. 71 77.

249. Analysis Off-Design Perfomance and Phased Construction of Integrated-Gasification-Combyned-Cycle Power Plant. Findreport for RP 2029-12 prepared by Standford University, February, 1987. - ERPI AP – 50027.

250. El-Masri M.A. A Modofied, high-efficiency Gas TurbiCycle // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - №2. – P. 233-250.

251. El-Masri M.A. Gascan on Interactive Code for Thermal Analysis of Gas Turbine Systems // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - Vol.110. – P. 201-207.

252. Grkovic V. Selection of optimal extraction pressure for steam from a condensation-expraction turbine // Energy. - 1990. – Vol.15. - № 5. – P.459-465

253. Takeya K., Yasui H. Perfomance of the Integrated Gas and steam Cycle (IGSC) for Reheat Gas Turbine / ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - № 2. - P. 220-232.

254. Linhoff B., Flanis F.J. Integration of a New Process Into an Existion Site: Case Study in the Application of Pinch Technology // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1991. – Vol.113. April. – P. 159-169.

255. Сидулов М.В., Мартынов В.А., Кудрявцев Н.Ю. и др. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // М.: Теплоэнергетика, 1993. - №10. – С.2-25.

256. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р. и др. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // Новые технологии и научные разработки в энергетике (эксплуатация, ремонт, нетрадиционные источники энергии): Тезисы докладов. – Новосибирск: Союз научных и

инженерных обществ СССР. Новосибирское областное управление Всесоюзного научно-технического общества энергетиков и электротехников, 1994. - Вып.2. .С.27-29.

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

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

259. Деканова Н.П., Клер А.М. Оптимизация теплоэнергетических установок при неопределенности экономической информации // Методы оптимизации теплоэнергетических установок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: ЭНИН, 1987. – С. 29-39.

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

261. Деканова Н.П., Клер А.М., Щеголева Т.П. Оптимизация парогазовых установок на стадии технического проектирования // 122 Комплексные исследования энергетических установок и систем. – М: ЭНИН, 1989. – С. 81-91.

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

263. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р. и др. Оптимизация режимов при оперативном управлении ТЭЦ / Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления // Под ред. А.П. Меренкова. –

Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма, 1996. – С.141-146.

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

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

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

267. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

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

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

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

271. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин. – Теплофизика и аэромеханика, 2006. - №1, т.13. – С.159-167.

272. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС // Электрические станции, 2011. - № 4. –

С. 2-6.

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

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

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

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

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

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

279. Концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005-2011 гг. "5+5". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/kon/show.cgi?kon.htm

280. Максимов А.С. Методика построения быстродействующих

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

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

282. Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K. A system for Computer-Based Creation of Static and Dynamic Mathematical Models of Thermal Power Plants // Expert System and Computer Simulation in Energy Engineering. – Erlangen, Germany. - 1992. – P. (22-4-1)-(22.4.3).

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

284. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы энергоисточников на органическом топливе с учетом конъюнктуры оптового рынка электроэнергии и мощности / А.М.Клер, А.С.Максимов, А.В.Чалбышев // Вестник Воронежского государственного технического университета. Энергетика. - 2013. - №1. - С.73-79.

285. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии / А.М.Клер, А.С.Максимов, А.В.Чалбышев и др. // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2014. - № 2. - С.71-80.

286. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В. Использование пара промышленных отборов турбин для выработки пиковой конденсационной электроэнергии на ТЭЦ// Промышленная энергетика. – 1998. –№ 10. – С.14–16.

287. Степанов В.С., Домрачеев Д.Б. Разработка модели для исследования систем централизованного теплоснабжения. Материалы ежегодной всероссийской научно-практической конференции «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири». ИрГТУ, 2004 г. стр 419-428.

288. Иванов С. А., Середкин А. А. Отчет о научно-исследовательской работе: проведение энергоаудитов на предприятиях города Читы. Номер госрегистрации 02200001236 . - Чита: Чит.ГТУ.-1999.- 50 с.

289. Громов Н.К. Проблемы повышения эффективности использования тепловых сетей от ТЭЦ// Теплоэнергетика. – 1982. – №8. – С. 31-33.

290. Зингер Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 335с.

291. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-,нефте- и газоснабжения / Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В. и др. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992. – 407 с.

292. Нестерович Н.Ф. Приведенные затраты в водяную тепловую сеть городов // Водоснабжение и сантехника. – 1975. – № 9. – С. 23-25.

293. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 1987. – 223 с.

294. Хасилев В.Я. О применении математических методов при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1971.– №2 – С. 18-27.

295. Юфа А.И. Комплексная оптимизация параметров систем дальнего транспорта тепла// Электрические станции. – 1985. – № 12 – С. 112-114.

296. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения. – Киев: «Техника», 1988. – 135 с.

297. Cross H. Analysis of flow in network of conduits or conductors. Urbana Illinois: Eng. Exg. Station of University of Illinois, 1936. Nov. – Bull. N 286. – 29 p.

298. Basset M.D., Winterbone D.E., Pearson R.J. Calculation of Steady Flow Pressure Loss Coefficients for Pipe Junctions// Proc. Inst. Mech. Eng., – 2001. – Vol. 215. – P. 861-881.

299. Don J. Wood, L. Shirinivasa Reddy, Funk J.E. Modeling Pipe Networks Dominated by Junctions. Journal of Hydraulic Engineering. – 1993. – Vol. 119. – No. 8. – P. 949–958.

300. Шифринсон Б.Л. Основной расчет тепловых сетей. Теория и методы расчета. – М., – Л., Госэнергоиздат, 1940. – 188 с.

301. Занфиров А.М. Технико-экономический расчет водяных тепловых сетей//Тепло и сила. – 1933. – № 11. – С.4-10.

302. Некрасова О.А., Хасилев В.Я. Оптимальное дерево трубопроводной системы // Экономика и мат. методы. –1970. – Т.4, – №3. – С. 427-432.

303. Хасилев В.Я. Вопросы технико-экономического расчета тепловых сетей // Проектирование городских тепловых сетей. – М. – Л., – 1957.С. 52-56.

304. Зингер Н.М. Расчет и моделирование гидравлических режимов тепловых сетей. – М.-Л. – 1964. – 183 с.

305. Громов Н.К. О принципах построения схем тепловых сетей в городах, их автоматизации и телемеханизации// Теплоэнергетика. –1976. – № 11. – С. 28-34.

306. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / Под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1978. – 264 с., ил.

307. Меренков А.П. Применение ЭВМ для оптимизации развлетвленных тепловых сетей //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1963. – №4. – С.531-538.

308. Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения / Новицкий Н.Н., Сеннова Е.В., Сухарев М.Г. и др. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 273 с.

309. Каганович Б.М., Сирик Л.А. О выборе диаметров труб развивающихся и реконструируемых тепловых сетей // Теплоэнергетика. – 1969. – №.3 – С. 65- 68.

310. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М: Наука, 1985. – 278 с.

311. Методы и алгоритмы расчета тепловых сетей/ Хасилев В.Я, Меренков А.П., Каганович Б.М. и др.; Под общей ред. Хасилева В.Я. и Меренкова А.П. – М.: Энергия, 1978. – 176 с., ил.

312. Sokolov D.V., Stennikov V.A., Oshchepkova T.B., and Barakhtenko Ye.

A. The New Generation of the Software System Used for the Schematic Parametric Optimization of Multiple Circuit Heat Supply Systems //Thermal Engineering. – 2012. – No 4. – P. 337-343.

313. Сумароков С.В. Математическое моделирование систем водоснабжения. – Новосибирск: Наука, 1983. – 167 с.

314. Хасилев В.Я. Элементы теории гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1964. – №1. – С. 69-88.

315. Новицкий Н.Н. Развитие теории гидравлических цепей для решения задач управления функционированием теплоснабжающих систем //Теплоэнергетика. – 2009. – №12. – С.38-43.

316. Сеннова Е.В., Стенников В.А. Об оптимальном проектировании развиваемых и реконструируемых теплоснабжающих систем //Теплоэнергетика. – 1984. – № 9 – С. 26-30.

317. Каганович Б.М. Дискретная оптимизация тепловых сетей. – Новосибирск: Наука, 1978. – 88 с.

318. Стенников В.А. Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях: Автореф. дисс. … д-ра техн. наук. – Иркутск, 2002. – 30 с.

319. Громов Б.Н. Сердюкова М.А., Кашлев А.М. О радиусе эффективного теплоснабжения// Новости теплоснабжения. – 2014. – №7. – С. 22-27.

320. Пеньковский А.В. Проблемы принятия решения по развитию теплоснабжающих систем в условиях рынка /Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 35 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 87–91.

321. Пеньковский А.В.. Методы оптимального распределения нагрузки между источниками тепла в задачах развития теплоснабжающих систем в условиях несовпадающих интересов: дис. … канд. техн. наук / А. В. Пеньковский. – Иркутск, 2017.

322. Ершова М.С. Введение в двухуровневое программирование: учеб. Пособие. – Иркутск: Иркут. Ун-т, 2006. – 76 с.

323. Мулен Э. Теория игр с примерами из математической экономики: Пер. с франц. – М.: Мир, 1985. – 200 с., ил.

324. Мулен Э. Кооперативное принятие решений: Аксиомы и модели: Пер. с англ. – М.: Мир, 1991. – 464 с., ил.

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

326. Прохаренков А.М., Качала Н.М. Оптимизация режимов работы систем теплоснабжения объектов коммунальной энергетики методами ситуационного управления //Фундаментальные исследования. – 2012. – №9. – С. 672–677.

327. Стенников В.А., Хамисов О.В., Стенников Н.В. Оптимизация совместной работы источников тепловой энергии //Электрические станции. – 2011. – № 3. – С. 27-33.

328. Шеин И.С., Извеков А.В. Некоторые вопросы совместной работы двух источников теплоснабжения //Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – №2(17) – С. 43-46.

329. Пеньковский А.В. Математическое моделирование рынка тепловой энергии в формате единой теплоснабжающей организации / А.В. Пеньковский, В.А. Стенников. // Теплоэнергетика. – 2018. – № 7. – С. 42–53.

330. Стенников В.А. Методы принятия решений по подключению к теплоснабжающей системе новых потребителей /В.А. Стенников, Е.Е. Медникова, Н.В. Стенников // Энергоресурсосбережение и Энергоэффективность. – 2018. – № 1 (79). С. 11-19.

331. Степанов В.С. Эффективность использования энергии и энергосбережение / В.С. Степанов, Т.Б. Степанова. Учеб. пособ. – Иркутск: ИрГТУ, 2002. – 145 с.

332. Старикова Н.В. Разработка методов и показателей для термодинамического анализа системы теплоснабжения как единого комплекса: Дис…канд. техн. наук / Н.В. Старикова. – Иркутск, 2012.

333. Басс М.С. Упрощенная методика расчета нормативов удельных

расходов топлива в отопительных котельных применительно к условиям Забайкальского края / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.А. Требунских // Промышленная энергетика. – 2009. – № 9. – С. 37-41.

334. Басс М.С. Проблемы нормирования тепловых потерь в тепловых сетях на примере г. Чита / М.С. Басс, А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2009. – №4. – С. 177-183.

335. Шаргут Я., Петела Р. Эксергия. – М.: Энергия, 1968. – 280 с.

336. Бродянский В.М. Эксергетический метод и его приложения / В.М. Бродянский, В. Фратшер, К. Михалек – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

337. Степанов В.С. Химическая энергия и эксергия веществ. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 163 с.

338. Степанов В.С. Анализ энергетического совершенства технологических процессов. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1984. – 274 с.

339. Степанов В.С. О совершенствовании нормативной базы для решения задач энергосбережения / В.С. Степанов, Т.Б. Степанова // Промышленная энергетика, 2011, № 6. – с. 8-12.

340. Кузнецов Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Кузнецова Н.В. – М.: Энергия, 1973 – 296 с.

341. Требунских С.А. Снижение выбросов вредных веществ от котельных установок за счет оптимизации режимных параметров: Дис…канд. техн. наук / С.А Требунских. – Улан-Удэ, 2006.

342. Липов Ю.М. Компоновка и тепловой расчет парового котла: учеб. пособие для вузов / Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 208 с.

343. Никольский Б.П. Справочник химика / Б.П. Никольский, О.Н. Григоров О.Н., М.Е. Позин – М.-Л.: Химия, 1966, т.1 – 1072 с.

344. Бретшнайдер С. Свойства газов и жидкостей – М.-Л.: Химия, 1966. – 536 с.

345. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. – М.: «Энергия», 1973. – 296 с.

346. Янтовский Е.И. Потоки энергии и эксергии. – М.: Наука, 1988. – 144 с.

347. Батухтин А.Г. Особенности теплового и эксергетического расчета котлоагрегатов ТЭС: учеб. пособие (решение о присвоении грифа УМО по классическому университетскому и техническому образованию РАЕ № 236 от 03.06.2013) / А.Г. Батухтин, В.В. Пинигин. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2013. – 206 с.

348. Fuel Data Bace v1.5. База данных по различным видам топлива. Версия 1.5. Copyright 2003. Group ENEK.

349. Патент 2057165 (RU). МПК C10L9/10, C10L10/00. Присадка к бурым углям для факельного сжигания в топках энергетических котлов // С.А. Иванов, Н.Н. Пуртов, Л.А. Штейн, В.Ф. Бендерский, С.Ф. Мирошников, Д.А. Алексашкин, В.И. Смола. Опубл. 27.03.1996 г. Бюл. 17-2000.

350. Pinigin V.V. Bekräftigung der Methoden der Verringerung der schädlichen Ausstoßen der TES mit dem Gebrauch von der exergetic Analyse / V.V. Pinigin A.G. Batukhtin. – LAP LAMBERT Academic Publishing is ein Imprint AV Akademikerverlag GmbH& Co. KG Heinrich-Böcking-Str. 6-8, 66121, Saarbrücken, Deutschland (ISBN: 978-3-659-39025-8) // Пинигин В.В. Обоснование способов снижения вредных выбросов ТЭС с использованием эксергетического анализа / В.В. Пинигин, А.Г. Батухтин – LAP LAMBERT Academic Publishing, Германия.

351. Батухтин А.Г. Применение методов математического моделирования в задачах теплоэнергетики: монография / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, И.Ю. Батухтина. – Чита: ЗабГУ, 2015. – 276 с.

352. Басс М.С. Методические вопросы оценки эффективности систем централизованного теплоснабжения / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.А. Требунских // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2013. №2. С. 80-84.

353. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ «О теплоснабжении» [Электронный ресурс] / Российская газета // Режим доступа: http://www.rg.ru/2010/07/30/teplo-dok.html (Дата обращения 16.01.2014 г.).

354. Схема теплоснабжения городского поселения «Первомайское» Шилкинского района Забайкальского края (согласован главой городского

поселения «Первомайское» И.А. Номоконовым) Чита: ООО "УНЦ ТЭС", 2013. – 55 с.

355. Постановление администрации городского округа «Город Чита» 196 от19.09.13 о внесении изменений в постановление администрации городского округа «Город Чита» №01 от 10.01.2012 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа «Город Чита»».

356. Постановление администрации городского округа «Город Чита» 154 от 07.10.14 о внесении изменений в постановление администрации городского округа «Город Чита» №01 от 10.01.2012 г. «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа «Город Чита»»

357. Гранум Х. Оптимизация теплоизоляции зданий (Трондхеймскин университет. Норвегия) // Экономия энергии при застройке городов. -М.: Стройиздат, 1983. С. 304-331.

358. Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [Электронный ресурс] / Российская газета // Режим доступа: http://www.rg.ru/2012/03/06/teplosxemy-site-dok.html (Дата обращения 16.01.2014 г.).

359. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (Совместный Приказ Минэнерго России N 565, Минрегиона России N 667 от 29.12.2012 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения") [Электронный ресурс] / Министерство энергетики // Режим доступа: http://minenergo.gov.ru (Дата обращения 16.01.2014 г.)

360. Свид. 2008610504. РФ. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Оптимизация конфигурации (гидравлика, тепловое состояние, режимы работы) тепловых сетей / В.В. Маккавеев, А.Г. Батухтин (РФ). – №2008610504. Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

361. Свид. 201061611085 РФ. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа определения технико-экономической

толщины изоляции тепловых сетей / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, А.В. Варавка (РФ). – №201061611085.

362. Свид. 2011612715 РФ. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа расчета и оптимизации теплогидравлических режимов систем централизованного теплоснабжения с совмещенными схемами присоединения установок ГВС «Hot-water» / А.Г. Батухтин, В.В. Петин (РФ). – №2011611134; заявл. 22.02.2011; опубл. 06.04.2011, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

363. Батухтин А.Г. Моделирование современных систем централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, А.В. Калугин // Вестник ИрГТУ. – 2011. – Т. 55. – №8. – С. 84-91.

364. Маккавеев В.В. Оптимизация отпуска теплоты при качественно-количественном регулировании открытых системах теплоснабжения: монография / В.В. Маккавеев, О.Е. Куприянов, А.Г. Батухтин. – Чита: ЧитГУ, 2009. – 132 с.

365. Иванов С.А. Методика расчета параметров потребителя при качественно-количественном регулировании в открытых системах централизованного теплоснабжения / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, В.В. Маккавеев // Промышленная энергетика. – 2008. – № 4. – С. 13-15.

366. Иванов С.А. Расчет суточного графика отпуска теплоты от источника теплоснабжения при качественно-количественном регулировании в открытых системах централизованного теплоснабжения / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, В.В. Маккавеев // Промышленная энергетика. – 2008. – № 5. – С. 32-34.

367. Руководство пользователя. Программно-расчетный комплекс для систем теплоснабжения. – СанктПетербург. – 2010. – 401 с.

368. Проектирование тепловых сетей (Справочник проектировщика) под. Ред. Николаева А.А. М.:Теплопроект, 1965 г.

369. Петин В.В. Комплексное использование инновационных методов обработки воды в системе "ТЭЦ-потребитель" / В.В. Петин, А.Г. Батухтин, Ю.В. Дорфман // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2011. –№1. – С. 63-69.

370. Иванов С.А. Малозатратные методы оптимизации режимов и

потокораспределения на ТЭЦ / С.А. Иванов // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2011. –№1. – С. 55-63.

371. Маккавеев В.В. Математическая модель ряда абонентских вводов закрытых систем теплоснабжения / В.В. Маккавеев, А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СпбГПУ. – 2009. – №3. – С. 200 - 207.

372. Батухтин А.Г. Особенности моделирования современных систем централизованного теплоснабжения: монография / А.Г. Батухтин. – Чита: ЗабГУ, 2012. – 128 с.

373. Иванов С.А. Повышение эффективности работы ТЭЦ: оптимизация отпуска теплоты потребителю: монография / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, О.Е. Куприянов. – Новосибирск: Наука, 2008. – 80 с.

374. Батухтин А.Г. Оптимизация отпуска теплоты от ТЭЦ на основе математического моделирования с учетом функционирования различных типов потребителей : дис. … канд. техн. наук / А. Г. Батухтин. – Улан-Удэ, 2005.

375. Гиршфельд В.Я. Режимы работы и эксплуатация ТЭС / В.Я. Гиршфельд, А.М. Князев, В.Е. Куликов. // М.: Энергия, 1980. – 288 с.: ил.

376. Polyanin, A. D. and Zaitsev, V. F., Handbook of Exact Solutions for Ordinary Differential Equations, 2nd Edition , Chapman & Hall/CRC, Boca Raton, 2003.

377. Батухтин А.Г. О решении одной теплофизической системы линейных диффиринциальных уравнений первого порядка с постоянными коэффициентами / А.Г. Батухтин, И.Ю. Батухтина // Ученые записки ЗабГУ. – 2015. – №3(62). – С. 6-8.

378. Коршунов О. В., Зуев В. И. Измерения термического сопротивления наружных стен // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2011. –№ 2. – С. 40–45.

379. Коршунов О. В., Зуев В. И. Применимость квазистационарного метода определения термического сопротивления стен // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2011. – № 3. – С. 27–34.

380. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления

/С.А.Чистович, В.К.Аверьянов и др. – Л.: Стройиздат, 1987. – 160 с.

381. Громов Н.К. Абонентские устройства водяных тепловых сетей. – М.: Энергия, 1979. – 246 с.

382. Сафонов А.П. Автоматизация систем централизованного теплоснабжения. – М.: Энергия, 1974. – 125 с.

383. Алпатов Б.П, Куцыгина О.А., Сотникова О.А. Оптимизация степени централизации систем теплоснабжения населенных пунктов // Тез. 55-ой юбилейной конф, НГАСУ. – Новосибирск: НГАСУ, 1998. С.87.

384. Иванов В.В., Василенко В.В., Черныш С.В. К оценке тепловых потерь подземных теплотрасс // Известия вузов. Строительство, 2000. № 1. С.65-69.

385. Курицын Б.Н. Основы энергосбережения в отопительно-вентиляционной технике. – Саратов: научный центр ЖКА, 1996. – 92 с.

386. Малая Э.М., Яковлев М.Э., Сергеева С.А. Современные теплоизоляционные конструкции // Межвуз. научн. сб. Энергосбережение и эффективность систем теплогазоснабжения и вентиляции. – Саратов: СГТУ, 2000. С.91-93.

387. Батухтин А.Г. Разработка критериев и методов совершенствования систем централизованного теплоснабжения функционирующих в условиях резкоконтинентального климата: монография / А.Г. Батухтин. – Чита: ЗабГУ, 2013. – 216 с.

388. Дросте Д. Особенности внедрение учета тепловой энергии в жилищном секторе / Д. Дросте // АВОК, 1997. № 6. С.23-25.

389. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] / Российская газета // Режим доступа: http://www.rg.ru/ (Дата обращения 16.01.2014 г.).

390. Патент 2429353 РФ, МПК F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / А.Г. Батухтин, Н.В. Горячих (РФ). – №2010 100499/06; заявл. 11.01.2010; опубл. 20.09.2011, Бюл. №26, – 8 с.

391. Патент 86240 РФ, МПК F01K 17/00. Способ работы тепловой электрической станции / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, Н.В. Горячих, М.С. Басс (РФ). – 2008151203/22; заявл. 23.12.2008; опубл. 27.08.2009, Бюл. №24. – 2 с.

392. Свид. 2009614236. РФ. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа для расчета реальных тепловых схем ТЭС и определения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами «Scheme Calculation» / А.Г. Батухтин, П.Г. Сафронов, В.А. Мершеева (РФ). – №2009612936; заявл. 15.06.2009; опубл. 12.08.2009, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

393. Свид. 2009614238 РФ. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа определения оптимальных технико-экономических показателей работы ТЭС / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин (РФ). – №2009612938; заявл. 15.06.2009; опубл. 12.08.2009, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

394. Маккавеев В.В. Практическое применение некоторых методик оптимизации режимов отпуска теплоты / В.В. Маккавеев, О.Е. Куприянов, А.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2008. – № 10. – С. 23-27.

395. Басс М.С. Комплексный подход к оптимизации функционирования современных систем теплоснабжения / М.С. Басс, А.Г. Батухтин // Теплоэнергетика. – 2011. – №8. – С. 55-57.

396. Иванов С.А. Повышение эффективности выработки дополнительной мощности турбоагрегатами ТЭЦ в отопительный период путем сочетания ограничений отборов пара с передачей части тепловой нагрузки турбины на пиковые источники: дисс…канд. техн. наук / С.А. Иванов – Л.: ЛПИ, 1986 – 212 с.

397. Сафронов П.Г. РАЗРАБОТКА МАЛОЗАТРАТНЫХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ И ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ НА ТЭЦ: Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук / П.Г. Сафронов. – Улан-Удэ, 2011.

398. Иванов С.А. Способы повышения экономичности станции при прохождении пиков и провалов электрических нагрузок/ С.А. Иванов, Н.В.

Горячих, П.Г.Сафронов// Научно-технические ведомости СПБГПУ. 2009. № 4-1. – С. 166–172.

399. Федеральный закон от 2 августа 2009 г. N 217-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам создания бюджетными научными и образовательными учреждениями хозяйственных обществ в целях практического применения (внедрения) результатов интеллектуальной деятельности" [Электронный ресурс] / Российская газета // Режим доступа: http://www.rg.ru/ (Дата обращения 16.01.2014 г.).

400. Об электроэнергетике: федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ // Собрание законодательства РФ, 31.03.2003, №13, ст. 1177.

401. Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике": федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ // Собрание законодательства РФ, 31.03.2003, № 13, ст. 1177.

402. О ценообразовании в сфере теплоснабжения: Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 // Собрание законодательства РФ, 29.10.2012, № 44, ст. 6022.

403. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 // Собрание законодательства РФ, 04.04.2011, N 14, ст. 1916.

404. Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) [Текст].

405. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Читинской «Читинской ТЭЦ-1» филиала «Читинская генерация» ОАО «ТГК-14»

[Текст]. 2010. – 335 с.

406. Энергетические характеристики паровой турбины типа Р-78,8-8,7/0,23 «ЛМЗ» ст.№6 Читинской ТЭЦ-1 филиала «Читинская Генерация» ОАО «ТГК-14» [Текст]. 2013. – 25 с.

407. РД34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования [Текст]. М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 34 с.

408. Патент 2406830 РФ, МПК F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, П.Г. Сафронов (РФ). – №2009119115/06; заявл. 20.05.2009; опубл. 20.12.2010, Бюл. №35. – 6 с.

409. Патент 91620 РФ, МПК F01K 13/00. Комплекс теплоснабжения / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, П.Г. Сафронов (РФ). – 2009124235/22; заявл. 24.06.2009; опубл. 20.02.2010, Бюл. №5. – 2 с.

410. Патент 2403511 РФ, МПК F24J 2/42. Солнечная установка и способ ее работы/ А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин (РФ). – №2009119089/06; заявл. 20.05.2009; опубл. 10.11.2010, Бюл. №31. – 6 с.

411. Патент 93941 РФ, МПК F24D 3/00. Комплекс теплоснабжения / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, С.Г. Батухтин (РФ). – 2009142786/22; заявл. 19.11.2009; опубл. 10.05.2010, Бюл. №13. – 1 с.

412. Патент 2516114 РФ, МПК F24D 19/10. Автоматизированная система регулирования расхода теплоносителя для теплоснабжения группы потребителей / А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, К.А. Кубряков (РФ). – №2012148860/12; заявл. 16.11.2012; опубл. 20.05.2014, Бюл. №14, – 5 с.

413. Патент 2527186 РФ, МПК F24D 10/00. Система автоматического регулирования отопления здания / А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, М.С. Басс (РФ). – №2013107651/08; заявл. 20.02.2013; опубл. 27.08.2014, Бюл. №24, – 6 с.

414. Патент 2561846 РФ, МПК F24D 17/02. Способ горячего водоснабжения / А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, С.Г. Батухтин (РФ). – 2013128513/12; заявл. 21.06.2013; опубл. 10.09.2015, Бюл. №25, – 5 с.

415. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/

В.Я. Рыжкин; Под ред. В.Я. Гришфельда. - 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1987.- 328 с.; ил.

416. Буров В.Д. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. - М.: Издательство МЭИ, 2005 - 454 с.; ил.

417. Батухтин А.Г. Современные методы совершенствования систем централизованного теплоснабжения: монография / А.Г. Батухтин. – Чита: ЗабГУ, 2014. – 338 с.

418. Батухтин А.Г. Особенности совместной работы установок гелионагрева и систем централизованного теплоснабжения: монография / А.Г. Батухтин. – Чита: ЗабГУ, 2011. – 155 с.

419. Горячих Н.В. Некоторые методы повышения маневренности ТЭЦ / Н.В. Горячих, А.Г. Батухтин, С.А. Иванов // Теплоэнергетика. – 2010. – №10. – С. 69-73.

420. Альтернатива котельным есть! Отопление теплым воздухом // Энергосбережение и проблемы энергетики Западного Урала. – 2008. – № 1-2. (июль) – С.18-22.

421. Тепловая эффективность различных типов коллекторов [Электронный ресурс] / budfond // Режим доступа: http://www.budfond.com/ energy/equipment/ 825- solnechnye-kollektory-preimushchestva-i-nedostatki (Дата обращения 10.04.2011 г.)

422. Патент 2421505 РФ, МПК C10L 10/00. Способ снижения вредных выбросов при сжигании углей в топках с кипящим слоем / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, Ю.В. Дорфман, П.Г. Сафронов (РФ). – №2010 107697/05; заявл. 02.03.2010; опубл. 20.06.2011, Бюл. №17, – 5 с.

423. Патент 2490318 РФ, МПК C10L 10/10. Способ снижения вредных выбросов от топок с факельным сжиганием топлива / А.Г. Батухтин, В.В. Пинигин (РФ). – №2012125474/04; заявл. 19.06.2012; опубл. 20.08.2013, Бюл. №23, – 4 с.

424. Хатькова, А.Н. Минералого-технологическая оценка

цеолитсодержащих пород Восточного Забайкалья / А.Н. Хатькова. - Чита: Чит-ГУ, 2006. - 243 с.

425. Бойцов, В.Е. Цеолиты России / В.Е. Бойцов, И.Г. Абдульманов, И.М. Баюшкин // Горн, вестн. - 1997. - № 3. - С. 3-7.

426. Дорфман Ю.В. Моделирование поведения углей при разных способах его сжигания и их применение / Ю.В. Дорфман, Н.В. Горячих, А.Г. Батухтин // Вестник Читинского государственного университета. – Чита: ЧитГУ. – 2010. – №9. – С.119–125.

427. Дорфман Ю.В. Совершенствование работы котлов малой и средней производительности с топками НТКС при сжигании углей Забайкальских месторождений: Дис. канд. техн. наук. Улан - Удэ.: ВСГТУ.

428. Басс М.С., Батухтин А.Г., Требунских С.А. Упрощенная методика расчета нормативов удельных расходов топлива в отопительных котельных применительно к условиям Забайкальского края. Промышленная энергетика №9, 2009. С. 37-41.

429. Павленко Ю.В. Цеолитовые месторождения Восточного Забайкалья: монография / Ю.В. Павленко. – Чита: ЧитГУ, 2000. – 101 с.

430. Перспективы применения цеолитосодержащих туфов Забайкалья. – Чита, 1990. – 183 с.

431. Пинигин В.В. Проблемы использования цеолитов для снижения вредных выбросов при сжигании твердого топлива / В.В. Пинигин, Ю.В. Дорфман. – Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность» – Томск: ТПУ, 2010. – 321 с. – с. 206-208.

432. Патент 100831 РФ, МПК G01N 33/22. Стенд для испытания присадок к топливу / Ю.В. Дорфман, А.Г. Батухтин, М.С. Басс, П.Г. Сафронов (РФ). – №2010121786/15; заявл. 28.05.2010; опубл. 27.12.2010, Бюл. №36. – 2 с.

433. Басс М.С. Проблемы нормирования тепловых потерь в тепловых сетях на примере г. Чита / М.С. Басс, А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – №4. – С. 177-183.

434. Басс М.С. Методика оптимизации состава оборудования в комбинированных системах теплоснабжения / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2012. - № 10. С. 49-52.

435. Патент 123341 РФ, МПК B01D 53/02. Устройство для сухой очистки дымовых газов / А.Г. Батухтин, В.В. Пинигин (РФ). – №2012115964/05; заявл. 19.04.2012; опубл. 27.12.12, Бюл. №36. – 2 с.

436. Патент 123533 РФ, МПК B01D 33/22. Стенд для исследования свойств твердых сорбентов / А.Г. Батухтин, В.В. Пинигин (РФ). - №2012115961/15; заявл. 19.04.2012; опубл. 27.12.12, Бюл. №36. – 2 с.

437. Тюлюпов Ю.Ф. Оптимизация технико-экономических мероприятий повышения надежности котельного оборудования ТЭС: Дис…канд. техн. наук / Ю.Ф. Тюлюпов. – Улан-Удэ, 2009.

438. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1981 – 240 с.

439. Теория горения и топочные устройства. Хзмалян Д.М., Каган Я.А. Учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений. – М., «Энергия», 1976. – 488 с.

440. Юренев В.Н. Теплотехнический справочник / В.Н. Юренев, П.Д. Лебедев – М.: «Энергия», Т.2. 1976. – 896 с.

441. Пинигин В.В. Влияние теплотехнических параметров на надежность работы теплогенерирующего оборудования / В.В. Пинигин, А.Г. Батухтин. – Материалы XV Международной молодежной научно-практической конференции «Молодежь Забайкалья: инновации в технологиях и образовании». – Чита: ЗабГУ, 2012. – Ч. I. – с. 180-183.

442. Пинигин В.В. Оптимизация реагентных способов уменьшения вредных выбросов от котлов ТЭЦ // В.В. Пинигин, А.Г. Батухтин / Промышленная энергетика. – 2012. - № 12. С. 46-49.

443. «Large Combustion Installations (>50 MWth). Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds», Oslo and Paris Convention – OSPAR, 1997.

444. Комплексное предотвращение и контроль загрязнения окружающей среды. Справочный документ по наилучшим доступным технологиям. Экономические аспекты и вопросы воздействия на различные компоненты окружающей среды: [Электронный ресурс] / Европейская комиссия // Режим доступа: http://www.14000.ru / (Дата обращения 12.03.2013 г.).

445. Batukhtin A. Improving the Efficiency of Fuel Combustion in Boilers with Windmills-fans on the Example of Kharanorskaya SDPT / A. Batukhtin, P. Safronov, M. Kirillov // Middle-East Journal of Scientific Research 21 (3): 487-490, 2014.

446. Batukhtin A. Improving the efficiency of fuel combustion in boilers with windmill fans / Batukhtin, A., Ivanov, S., Batukhtin, S., Bass, M.// Clean Coal Technology and Sustainable Development - Proceedings of the 8th International Symposium on Coal Combustion,2015 (212029), c. 183-187.

447. Свид. 2011610749 РФ. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа расчета котельного агрегата при условии его работы на угольно-цеолитовой топливной смеси «Reliab – ecol – econom» / Ю.В. Дорфман, А.Г. Батухтин, В.В. Пинигин (РФ). – №2010617099; заявл. 13.11.2010; опубл. 11.01.2011, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

448. Karpenko, E. I., Karpenko, Y. E., Messerle, V. E., & Ustimenko, A. B. (2009). Using plasma-fuel systems at Eurasian coal-fired thermal power stations. Thermal engineering, 56(6), 456-461.

449. Messerle, V. E., E. I. Karpenko, and A. B. Ustimenko. "Plasma assisted power coal combustion in the furnace of utility boiler: Numerical modeling and full-scale test." Fuel 126 (2014): 294-300.

450. Messerle, V. E., et al. "Plasma preparation of coal to combustion in power boilers." Fuel Processing Technology 107 (2013): 93-98.

451. PLASMA CYCLONE CHAMBERS (optional) Karpenko E.I, Messerle V.E, Karpenko Y.E, Ivanov S.A, Basargin A.P RUS patent 2425284 31.12.2009.

452. Система подогрева воздуха. Патент РФ № 2352863, МПК F23L15/00, опуб. 20.04.2009 г.

453. Система подогрева воздуха. Патент РФ № 2202072, МПК F23L15/00, опуб. 10.04.2003 г.

454. Апатовский Л.Е. Подогрев воздуха на тепловых электростанциях / Л.Е. Апатовский, В.Н. Фомина, В.А. Халупович – М: Энергоатомиздат, – 1986.

455. Патент РФ № 2601401. Опубл. 10.11.2016 г., Бюл. №31 /Система подогрева воздуха для топливосжигающей установки / Соавт.: А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, С.Г. Батухтин, С.А. Иванов.

456. ВСН 52-86 Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования – М.: Госгражданстрой СССР, 1987. – 23с.

457. ГОСТ Р 51596-2000 Нетрадиционная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний. М.: Энергоиздат, 2001.

458. ГОСТ Р 51595-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Общие технические условия. – М.: Энергоиздат, 2001. – 8с. (Введен в действие постановлениием Госстандарта России от 21 апреля 2000 г. № 120-ст).

459. ГОСТ Р 51594-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. М.: Энергоиздат, 2001.

460. ГОСТ 28310-89 Коллекторы солнечные. Общие технические условия.

461. Инструкция по эксплуатации котлоагрегата ТПЕ-216М. Поселок Ясногорск, 2010 с 52. Филиал ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС».

462. Инструкция по ведению водно-химического режима Энергоблока №3. – Поселок Ясногорск: Филиал ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС», 2010 – 55 с.

463. Рихтер Л.А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: учеб. пособ. для вузов / Л.А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.

464. РД 34.02.305-98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. – Москва: АО ВТИ, 1998. – 35 с.

465. Единый промышленный портал Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.epps.ru/journal/detail.php?id=1640, свободный. – Загл. с

экрана.

466. Российская Федерация. Правительство. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: постановление Правительства Рос. Федерации от 13.09.2016 г. № 913 // Собрание законодательства РФ. – 2016. – 19 сентября. – № 38, ст. 5560.

467. Договор поставки №П-1011 от 29.12.2011 г. (Дополнительное соглашение №7 от 28.12.2015г.). – Москва.

468. Батухтин А.Г. Применение водяных теплонасосных установок с неклассиче-ским источником низкопотенциальной энергии для компенсации нагрузки горячего водоснабжения / А.Г. Батухтин, С.А. Иванов, М.В. Кобылкин // Промышленная энер-гетика. –2015. – № 3. – С. 18-21.

469. Батухтин А.Г. Применение тепловых насосов для развития теплофикации / А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, М.Г. Барановская // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. –2016. –№ 1 (238). –С. 28-36. DOI: 10.5862/JEST.238.3

470. Батухтин А.Г. Энергоэффективная система теплоснабжения. Задачи и проблемы математического моделирования / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин, М.В. Кобыл-кин, П.Г. Сафронов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. –2015. – № 2. – С. 157-160.

471. Овсянник А.В. Энергетическая эффективность внедрения теплонасосных установок в технологический цикл мини-ТЭЦ / А.В. Овсянник, И.И. Мацко // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. –2011. –№ 1 (44). –С. 74-78.

472. Стенин, В. А. Использование теплонасосной установки в системах теплоснабжения // Теплоэнергетика. –1997. –№ 5. –С. 28-29.

473. Боровков В.М. Эксергетический анализ работы ТЭЦ совместно с тепловым насосом / В.М. Боровков, А.А. Аль Алавин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. –2006. –№ 7-8. –С. 12-21.

474. Исаченко В. П. Теплопередача: учебник для теплоэнерг. втузов /

Исаченко В. П. , Осипова В. А. , Сукомел А. С. - М., 1981. – 416с.

475. Справочник проектировщика. Внутренние санитарно-технические устройства. Часть 1. Отопление / Под ред. И.Г. Староверова – М.: Стройиздат, 1990. –344 с.

476. Тепловые насосы: учеб. пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ, 2010. –143 с.

477. CoolPack v. 1.46. Copyright 2000 Department of Mechanical Engineering Technical University of Denmark.

478. Захарченко М.А. Курс нервных болезней / М.А. Захарченко. –М.: Медгиз, 1930. –932 с.

479. Свид. 2016610577 Российская Федерация. Свидетельство об официальной государственной регистрации программ для ЭВМ. Программа расчета ТНУ в систе-мах централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, Ю.В. Дорфман, М.Г. Барановская (РФ). – №2016610577; заявл. 25.11.2015; опубл. 14.01.2016, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

480. Сафронов, П.Г. Оптимальное распределение нагрузок между агрегатами на станциях с поперечными связями/ П.Г. Сафронов, А.Г. Батухтин. – Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире». – Чита: ЧитГУ, 2009. – Ч. I. – 302 с. – С. 33–39.

481. Костюк, А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп./А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. - М.: Издательство МЭЙ, 2001. - 488 с. ил.

482. Иванов, С.А. Оптимизация систем централизованного теплоснабжения с учетом динамических характеристик объектов/ С.А. Иванов, П.Г. Сафронов, Н.В. Горячих// Научно-технические ведомости СПБГПУ. 2009. – № 3. – С. 53–63.

483. Сафронов, П.Г. Согласованная модель паровой турбины/ П.Г. Сафронов, А. Г. Батухтин. – Труды 52-й научной конференции МФТИ

«Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук». – Москва: МФТИ, 2009. – Ч. VIII. – 286 с. – С. 266–268.

484. Батухтин, А.Г. ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ МЕТОДОМ СПЛОШНОГО ПЕРЕБОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ CUDA / А.Г. Батухтин и др.// – Труды XVII МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ "КУЛАГИНСКИЕ ЧТЕНИЯ: ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ". – Чита: ЗабГУ, 2009. — 286 с. – С. 60-70.

485. Достовалова С.С. РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ВОДОВОЗДУШНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК С ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ТЕПЛООБМЕНА / Достовалова С.С., Серебряков Р.А., Батухтин С.Г., Батухтин А.Г.// Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2014. № 4 (46). С. 61-66.

486. Графический ускоритель NVIDIA TESLA V100 с тензорными ядрами [Электронный ресурс] / NVIDIA // Режим доступа: https://www.nvidia.com/ru-ru/data-center/tesla-v100, (Дата обращения: 24.09.2021).

487. Батухтин А.Г. Разработка прогрессивных технологий по использованию цеолитсодержащего сырья Забайкальского края для повышения экологической безопасности производственных процессов в энергетике: итоговый отчет по НИР / А.Г. Батухтин и д. р.– Чита: ЗабГУ. – 2011. – 134 с. – Рег. № 01200906513.

488. Иванов С.А. Метод повышения электрической мощности турбин / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, Н.В. Горячих // Промышленная энергетика. – 2009. – № 12. – С. 13-15.

489. Иванов С.А. Повышение экономичности ТЭЦ путем оптимизации распределения потоков теплоты / С.А. Иванов, А.Г. Батухтин, П.Г. Сафронов // Промышленная энергетика. – 2011. – № 3. – С. 2-7.

490. Кирилов М.В. Метод расчета эффективности применения

преобразователей частоты вращения двигателей центробежных насосов ТЭС / М.В. Кирилов, П.Г. Сафронов, А.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2013. - № 1. С. 17-20.

491. Горячих Н.В. Использование факторного анализа для оптимизации режимов работы систем теплоснабжения / Н.В. Горячих, А.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2013. - № 9. С. 26-30.

492. Пинигин В.В. Эксергетическая оценка способов снижения вредных выбросов от котельных установок ТЭС / В.В. Пинигин, А.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2015. – № 2. – С. 50-54.

493. Сафронов П.Г. Способы повышения эффективности работы на ОРЭМ электростанции с высокой степенью автоматизации на примере Харанорской ГРЭС / П.Г. Сафронов, А.Г. Батухтин // Энергосбережение и водоподготовка. 2019. № 1(117). С. 10-15.

Приложение А

Таблица А.1

Характеристика режима работы Читинской ТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г. (факт)

Час	$t_{нв}$, °С	ТЭЦ всего			ТГ1		ТГ2		ТГ3		ТГ4		ТГ5		ТГ6		Удельный расход топлива	
		N, МВт	Q, Гкал/ч	D_o, т/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	$в^э_у$, г.у.т./кВтч	$в^т_у$, кг.у.т./Гкал
00:00-01:00	-15	242	477	1380	31	57	43	43	0	0	57	120	51	115	60	141	352,3	139,8
01:00-02:00	-15	250	477	1406	31	57	43	43	0	0	61	120	55	115	60	141	351,7	140,7
02:00-03:00	-15	259	477	1440	31	57	43	43	0	0	70	120	55	115	60	141	351,0	141,8
03:00-04:00	-15	275	477	1501	31	57	49	43	0	0	75	120	60	115	60	141	352,5	143,8
04:00-05:00	-15	277	476	1508	31	57	49	42	0	0	75	120	62	115	60	141	352,4	144,2
05:00-06:00	-16	308	488	1642	31	57	51	44	0	0	80	110	76	109	70	168	356,0	146,6
06:00-07:00	-16	289	488	1569	31	57	43	44	0	0	75	110	70	109	70	168	354,1	144,4
07:00-08:00	-16	284	490	1551	31	57	43	43	0	0	70	113	70	109	70	168	354,0	143,7
08:00-09:00	-15	290	505	1584	31	57	43	49	0	0	76	115	70	115	70	168	352,2	143,3
09:00-10:00	-15	288	522	1590	31	57	43	58	0	0	76	120	68	118	70	168	350,8	141,8
10:00-11:00	-13	280	473	1521	31	57	43	41	0	0	70	115	68	97	68	163	355,0	144,6
11:00-12:00	-12	286	443	1519	31	57	43	41	0	0	76	103	68	79	68	163	358,4	147,8
12:00-13:00	-10	307	423	1581	31	57	50	43	0	0	80	91	79	72	67	160	361,4	152,1
13:00-14:00	-10	320	423	1640	40,3	50	50	50	0	0	80	85	80	70	70	168	365,1	153,7
14:00-15:00	-8	330	392	1656	50	45	50	46	0	0	80	62	80	70	70	168	370,6	158,1
15:00-16:00	-8	318	392	1602	38	48	50	43	0	0	80	62	80	70	70	168	367,3	156,5
16:00-17:00	-6	311	370	1552	31	57	50	34	0	0	80	60	80	51	70	168	367,8	157,9
17:00-18:00	-6	309	370	1543	31	57	50	34	0	0	80	60	80	56	68	163	366,6	157,7
18:00-19:00	-7	295	381	1489	31	57	43	34	0	0	80	75	79	67	63	148	360,8	154,7
19:00-20:00	-8	251	392	1342	31	57	43	34	0	0	62	85	60	85	55	131	361,4	148,4
20:00-21:00	-8	242	392	1307	31	57	38	34	0	0	60	85	58	85	55	131	360,1	147,1
21:00-22:00	-8	242	392	1307	31	57	38	34	0	0	60	85	58	85	55	131	360,1	147,1
22:00-23:00	-9	242	405	1318	31	57	38	36	0	0	60	90	58	91	55	131	358,6	145,8
23:00-24:00	-9	242	405	1318	31	57	38	36	0	0	60	90	58	91	55	131	358,6	145,8

Приложение Б

Таблица Б.1

Характеристика режима работы Читинской ТЭЦ-1 в сутки 09.03.2015 г. (оптимальный вариант)

Час	$t_{нв}$, °С	ТЭЦ всего			ТГ1		ТГ2		ТГ3		ТГ4		ТГ5		ТГ6		Удельный расход топлива	
		N, МВт	Q, Гкал/ч	$D_о$, т/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	N, МВт	Q, Гкал/ч	$в_у^э$, г.у.т./кВтч	$в_у^т$, кг.у.т./Гкал
00:00-01:00	-15	242	477	1365	31	59	29	41	0	0	66	119	56	116	60	141	346,1	139,4
01:00-02:00	-15	250	477	1393	31	60	29	40	0	0	70	120	60	115	60	141	345,6	140,4
02:00-03:00	-15	259	477	1425	31	60	29	40	0	0	75	119	64	117	60	141	345,1	141,4
03:00-04:00	-15	275	477	1480	31	60	29	40	0	0	80	120	75	115	60	141	344,5	143,4
04:00-05:00	-15	277	476	1487	31	60	29	40	0	0	80	120	77	115	60	141	344,5	143,6
05:00-06:00	-16	308	488	1626	31	22	47	80	0	0	82	114	82	115	66	157	350,4	146,4
06:00-07:00	-16	289	488	1547	31	22	36	80	0	0	80	120	80	120	62	146	346,4	144,2
07:00-08:00	-16	284	490	1530	31	22	30	80	0	0	80	120	80	120	63	148	345,7	143,4
08:00-09:00	-15	290	505	1570	31	26	32	80	0	0	80	120	80	120	67	159	346,9	143,0
09:00-10:00	-15	288	522	1581	31	36	30	80	0	0	78	120	80	120	69	166	347,0	141,6
10:00-11:00	-13	280	473	1494	31	59	29	39	0	0	80	116	80	118	60	141	344,7	144,2
11:00-12:00	-12	286	443	1498	31	59	35	39	0	0	84	110	84	110	52	125	350,0	147,7
12:00-13:00	-10	307	423	1568	31	40	33	60	0	0	86	77	86	75	71	171	357,0	151,7
13:00-14:00	-10	320	423	1625	40	80	36	20	0	0	86	75	86	74	72	174	360,3	153,3
14:00-15:00	-8	330	392	1643	50	40	37	50	0	0	86	66	86	65	71	171	366,4	157,8
15:00-16:00	-8	318	392	1585	38	80	36	10	0	0	86	64	86	64	72	174	361,4	156,1
16:00-17:00	-6	311	370	1538	31	30	34	60	0	0	87	53	87	53	72	174	362,9	157,7
17:00-18:00	-6	309	370	1528	31	30	33	60	0	0	87	55	87	54	71	171	362,0	157,4
18:00-19:00	-7	295	381	1480	31	60	36	32	0	0	80	91	87	55	61	143	357,6	154,7
19:00-20:00	-8	251	392	1326	31	60	29	30	0	0	86	60	45	101	60	141	354,6	147,8
20:00-21:00	-8	242	392	1295	31	59	29	31	0	0	82	60	40	101	60	141	355,2	146,6
21:00-22:00	-8	242	392	1295	31	59	29	31	0	0	82	60	40	101	60	141	355,2	146,6
22:00-23:00	-9	242	405	1306	31	59	29	33	0	0	82	60	40	112	60	141	353,5	145,4
23:00-24:00	-9	242	405	1306	31	59	29	33	0	0	82	60	40	112	60	141	353,5	145,4