

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ульяновский государственный технический университет»

На правах рукописи



ЗАМАЛЕЕВ Мансур Масхутович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ СИСТЕМ
ЗА СЧЕТ РАСШИРЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛА ГОРОДСКИХ ТЭЦ**

Специальность: 2.4.5 – Энергетические системы и комплексы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант: д-р т. наук, профессор Шарапов Владимир Иванович

УЛЬЯНОВСК – 2023

Реферат

Диссертация 393 стр., 93 рис., 42 табл., 175 библ.

Теплофикационные системы, тепловая электрическая станция, теплофикационная паровая турбина, тепловые схемы и режимы работы теплоэлектростанций, технологии утилизации снега, регулируемый нагрев питьевой воды, термическая переработка коммунальных и производственных отходов, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, эксперимент, технико-экономические показатели.

Объектами исследования являются отечественные теплоэлектростанции (ТЭЦ) и подключенные к ним системы теплоснабжения.

Целью работы является повышение эффективности теплофикационных систем путем разработки и научного обоснования технических и технологических решений, направленных на совершенствование тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, а также использования инфраструктуры ТЭЦ для нужд коммунального хозяйства.

Разработан комплексный подход к повышению эффективности теплофикационных систем за счет совершенствования тепловых схем и режимов работы ТЭЦ в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства. Доказана возможность повышения эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала ТЭЦ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ В СФЕРЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ТЭЦ | 24 |
| 1.1. Оценка эффективности использования преимуществ внешней теплофикации | 24 |
| 1.2. Особенности работы ТЭЦ, осуществляющих поставку электроэнергии на оптовый рынок | 34 |
| 1.3. Особенности эксплуатации тепловых сетей теплофикационных систем городов..... | 37 |
| 1.4. Оценка эффективности использования преимуществ внутренней теплофикации | 44 |
| 1.4.1. Анализ тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ, восполняющих потери сетевой воды из трубопроводов теплосети..... | 44 |
| 1.4.2. Анализ тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ, восполняющих потери пара и конденсата из цикла станции | 55 |
| 1.5. Анализ возможностей использования ТЭЦ в городском коммунальном хозяйстве..... | 62 |
| 1.6. Выводы по главе 1 | 70 |
| 1.7. Постановка задач исследования | 72 |
| ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ НАИБОЛЕЕ ПОЛНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОФИКАЦИИ | 74 |
| 2.1. Новые технологии использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок | 74 |
| 2.1.1. Технологии с использованием пятого нерегулируемого отбора пара..... | 74 |
| 2.1.2. Расчетно-экспериментальное исследование применимости технологий использования регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ..... | 84 |
| 2.2. Оптимизация режимов работы водоподготовительных установок ТЭЦ..... | 106 |

| | |
|--|-----|
| 2.2.1. Энергоэффективное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети | 106 |
| 2.2.2. Исследование применимости нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети | 110 |
| 2.3. Выводы по главе 2..... | 120 |
| ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННОГО НА СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИ-ГЭС НА НАСОСНО-ДРОССЕЛИРУЮЩИХ СТАНЦИЯХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ..... | 122 |
| 3.1. Исследование возможности использования мини-ГЭС на насосно-дросселирующих станциях теплофикационных систем..... | 122 |
| 3.2. Новое техническое решение, позволяющее снизить затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС | 127 |
| 3.3. Выводы по главе 3..... | 135 |
| ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОТЫ ТЭЦ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ВЫВОЗИМОГО С ГОРОДСКИХ УЛИЦ СНЕГА..... | 137 |
| 4.1. Исследование возможности использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации снега..... | 137 |
| 4.1.1. Уборка и утилизация снега с точки зрения экологической безопасности крупных городов | 137 |
| 4.1.2. Существующие технологии утилизации снега..... | 139 |
| 4.1.3. Зарубежные технологии утилизации снега..... | 154 |
| 4.2. Технологии использования низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега..... | 155 |
| 4.2.1. Конструкция стационарной снегоплавильной установки..... | 157 |
| 4.2.2. Оценка эффективности использования низкопотенциальных источников теплоты для утилизации снега на ТЭЦ..... | 163 |
| 4.3. Выводы по главе 4..... | 174 |

| | |
|---|-----|
| ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ОТРАБОТАВШЕГО ПАРА ТУРБИН ТЭЦ В СХЕМАХ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ..... | 177 |
| 5.1. Исследование возможности применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения | 177 |
| 5.1.1. Структура систем водоснабжения населенных пунктов..... | 177 |
| 5.1.2. Анализ процессов, протекающих на водоочистных сооружениях..... | 180 |
| 5.2. Технология применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения..... | 183 |
| 5.3. Выводы по главе 5..... | 195 |
| ГЛАВА 6. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭФФЕКТИВНУЮ ТЕРМИЧЕСКУЮ ПЕРЕРАБОТКУ КОММУНАЛЬНЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФРАСТРУКТУРЫ ТЭЦ..... | 198 |
| 6.1. Анализ существующих технологий термической переработки коммунальных и производственных отходов | 198 |
| 6.1.1. Сжигание на колосниковой решетке..... | 201 |
| 6.1.2. Сжигание в кипящем слое | 205 |
| 6.1.3. Пиролитические методы переработки отходов | 212 |
| 6.1.4. Технологии газификации | 225 |
| 6.1.5. Плазменные технологии | 232 |
| 6.1.6. Выводы по результатам проведенного анализа существующих технологий термической переработки отходов..... | 234 |
| 6.2. Анализ экологических показателей установок по термической переработке коммунальных и производственных отходов..... | 236 |
| 6.2.1. Нормативы по выбросам вредных веществ | 236 |
| 6.2.2. Диоксиновая проблема, возникающая при термической переработке отходов | 239 |
| 6.2.3. Методы очистки дымовых газов | 240 |

| | |
|--|-----|
| 6.3. Предлагаемые схемные решения использования инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов..... | 247 |
| 6.3.1. Предлагаемая тепловая схема интеграции мусоросжигательных установок с действующим оборудованием городских ТЭЦ..... | 247 |
| 6.4. Предлагаемая тепловая схема установок по термической переработке отходов пластмасс на ТЭЦ..... | 260 |
| 6.5. Выводы по главе 6..... | 267 |
| ГЛАВА 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ..... | 269 |
| 7.1. Методика оценки энергетической эффективности ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования | 269 |
| 7.2. Расчет энергетической эффективности новых технологий использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок..... | 292 |
| 7.3. Расчет энергетической эффективности новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети | 304 |
| 7.4. Расчет энергетической эффективности новой технологии применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды..... | 307 |
| 7.5. Расчет энергетической эффективности новых технологий утилизации снега на ТЭЦ..... | 315 |
| 7.6. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ с использованием программных комплексов для ЭВМ | 334 |
| 7.7. Выводы по главе 7..... | 348 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 352 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 357 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 378 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Россия занимает первое место в мире по степени централизации теплоснабжения (около 73 % всех потребителей подключены к централизованным системам). Более 32 % потребителей тепловой энергии обеспечиваются теплофикационными (когенерационными) системами теплоснабжения, источниками теплоты в которых служат теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) различной мощности. При этом доля установленной электрической мощности ТЭЦ превышает 30 % мощности всех электростанций страны.

Анализ работы отечественных ТЭЦ и подключенных к ним систем теплоснабжения показывает, что в настоящее время энергетическая эффективность теплофикационных систем существенно снизилась, что обусловлено: существенным сокращением выработки электроэнергии на тепловом потреблении; значительными потерями при транспорте теплоносителя; условиями оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), не позволяющего обеспечивать стабильную загрузку турбоагрегатов ТЭЦ по тепловому графику.

По данным Минэнерго России, в связи с потерей промышленной тепловой нагрузки в виде пара и уходом части потребителей на теплоснабжение от собственных котельных отпуск теплоты от ТЭЦ за период с 1992 по 2013 гг. сократился почти в 1,5 раза. Благодаря принимаемым мерам за последнее десятилетие в отрасли централизованного теплоснабжения удалось стабилизировать негативную тенденцию отказа от подключения к ТЭЦ и перехода на теплоснабжение от собственных котельных. Однако, следует констатировать, что на многих ТЭЦ продолжает наблюдаться ежегодное снижение отпуска теплоты в размере 1,5 – 2 %.

Одной из основных проблем эксплуатации тепловых сетей являются сверхнормативные тепловые потери, а также значительные затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя. Так, эксплуатационные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя составляют 6 - 10 % от стоимости

отпускаемой тепловой энергии. Тепловые потери в трубопроводах магистральных тепловых сетей составляют около 10 - 12 % произведенной энергии.

В условиях современного энергетического рынка ТЭЦ становится все сложнее конкурировать с другими источниками тепловой и электрической энергии. Действующая модель ОРЭМ определяет принцип равенства генераторов независимо от расстояния передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. Тарифы на электроэнергию от ТЭЦ, находящихся в центре нагрузок, включают в себя транспортную составляющую, сопоставимую со стоимостью производства электроэнергии. В таких условиях для собственников, владеющих теплофикационными системами, становится приоритетной работа только на тепловом рынке.

Несмотря на очевидные термодинамические преимущества теплофикационных систем с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, в ряде случаев, при оптимизации тепловых узлов крупных городов России, рассматриваются проекты с отказом от восстановления паркового ресурса теплофикационных турбин и переводом тепловой нагрузки на водогрейные котлы.

В сложившихся условиях сохранение и развитие теплофикации является актуальной задачей, решение которой возможно за счет комплексного подхода к повышению эффективности когенерционных систем путем расширения функционала городских ТЭЦ.

Совместное производство тепловой и электрической энергии, а также продукции и услуг, необходимых в сфере жилищно-коммунального хозяйства, позволяет достичь системного энергетического эффекта, а также получить оптимальные режимы работы ТЭЦ в теплофикационном режиме.

В диссертационной работе обобщены разработанные автором технические и технологические решения, направленные на повышение эффективности городских ТЭЦ, сохранение и развитие когенерационных систем за счет:

- оптимизации тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, функционирующих в современных экономических условиях;

- использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега в снегоплавильных установках (СУ) за счет применения низкопотенциальных источников теплоты;

- совместного использования инженерной инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения потребителей, а именно применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

- использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации коммунальных и производственных отходов термическими способами.

Тема диссертации соответствует приоритету п. б) «переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии» Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, приоритетному направлению развития науки, технологий и техники в Российской Федерации «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», критическим технологиям «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе», «Технологии новых и возобновляемых источников энергии, включая водородную энергетику». Большинство прикладных задач диссертации решены в рамках хоздоговорных работ по заказам энергетических компаний России, таких как ПАО «Т Плюс», АО «ТГК-11», ПАО «Интер РАО» и др., а также при выполнении НИР по двум грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержке молодых российских ученых – кандидатов наук, 2009 г., 2012 г.; гранту Фонда содействия инновациям по программе СТАРТ, грантам РФФИ.

Исследования и разработки в 2020-2023 годах выполнены при поддержке мегагрантом Правительства Российской Федерации для государственной поддержки научных исследований, проводимых под руководством ведущих ученых в российских образовательных организациях высшего образования (проект 075-15-2021-584).

Степень разработанности темы диссертации. Существенный вклад в развитие и совершенствование централизованных систем теплоснабжения на базе ТЭЦ внесли отечественные ученые: Дмитриев В.В., Копьев С.Ф., Соколов Е.Я., Мелентьев Л.А., Андриющенко А.И., Громов Н.К., Зингер Н.М., Хлебалин Ю.М., Николаев Ю.Е., Щинников П.А., Кудинов А.А. и др.

Вопросы эффективного функционирования ТЭЦ в составе энерготехнологических комплексов также рассматривались отечественными учеными. Значительный вклад в обоснование эффективности энерготехнологических комплексов внесли: Соколов Е.Я., Бродянский В.М., Андриющенко А.И., Хлебалин Ю.М., Николаев Ю.Е. и др.

В исследовании возможностей расширения функционала ТЭЦ с целью их сохранения и развития в современных экономических условиях профессором МЭИ В.Ф. Очковым рассмотрены несколько возможных дополнительных видов генерации, в том числе, за счет использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега. Однако при рассмотрении новых видов генерации не разрабатывались новые тепловые схемы, позволяющие реализовать расширение функционала ТЭЦ.

Существенный вклад в решение проблемы утилизации вывозимого с городских улиц снега внесли отечественные ученые АО «МосводоканалНИИпроект» и МГСУ (Пупырев Е.И., Корецкий В.Е., и др.). Ими разработаны практические рекомендации по реализации научно обоснованных технических и технологических решений при проектировании городских снегоплавильных пунктов, предусматривающих использование канализационных сточных вод для плавления снега. В настоящее время предложенные решения внедрены АО «Мосводоканал» на ряде объектов г. Москвы. К сожалению, реализованные в г. Москве стационарные снегоплавильные установки не используют для утилизации снега низкопотенциальные источники теплоты ТЭЦ.

Значительный вклад в развитие темы использования твердых коммунальных отходов (ТКО) в качестве топлива на ТЭС внесли отечественные ученые Всероссийского теплотехнического института (Тугов А.Н., Москвичев В.Ф.,

Родионов В.И. и др.). В работах д.т.н. Тугова А.Н. обобщен зарубежный и отечественный опыт энергетической утилизации ТКО. Во многих странах мира ТКО рассматривается как топливо. Несколько десятков государств официально считают применение ТКО для энергетической утилизации перспективным возобновляемым источником энергии (ВИЭ). Термическая переработка ТКО с выработкой электрической и тепловой энергии является основным и завершающим этапом решения вопроса санитарной очистки населенных пунктов от отходов, в том числе в так называемой экономике замкнутого типа.

В соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 28.02.2017 № 355-р в России ведется строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления (Республика Татарстан - 55 МВт; Московская область и г. Москва - 280 МВт). Однако реализуемые в настоящее время проекты этих заводов не предусматривают совместное использование инфраструктуры существующих теплофикационных систем, в частности городских ТЭЦ, что не позволяет использовать ряд важнейших преимуществ:

- наличие на ТЭЦ низкопотенциальных источников тепловой энергии, которые могут быть использованы в технологической схеме сушки и термической переработки коммунальных и производственных отходов;

- возможность повышения экономичности ТЭЦ за счет частичного замещения отходами основного вида топлива, а также за счет реализации на рынке продуктов переработки пластика и резины;

- значительное снижение транспортных расходов на перевозку отходов в связи с нахождением большинства ТЭЦ в черте города;

- снижение капитальных затрат на строительство установок для термической переработки коммунальных и производственных отходов за счет использования существующей инфраструктуры ТЭЦ;

- возможность термического разложения ядовитых веществ в топках котлов.

Таким образом, разработка новых технических и технологических решений, направленных на энергоэффективную термическую переработку коммунальных и

производственных отходов с использованием инфраструктуры ТЭЦ, является актуальной научно-технической задачей.

Следует отметить, что автором в рамках кандидатской диссертации были предложены и научно обоснованы технические решения по оптимальному использованию отборов турбин ТЭЦ при подготовке подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды котлов применительно к условиям одной ТЭЦ без расчета и обоснования возможности тиражирования новых технологий. Под научным руководством автора в 2018 году была успешно защищена кандидатская диссертация Губина Игоря Викторовича по специальности 05.14.14 «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты» на тему «Повышение эффективности ТЭЦ путем их использования в городской инженерной инфраструктуре», развитием которой стало обоснование возможности снижения капитальных затрат при реализации новых технических и технологических решений, направленных на расширение функционала ТЭЦ.

Целью диссертации является повышение эффективности теплофикационных систем путем разработки и научного обоснования технических и технологических решений, направленных на совершенствование тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, а также использования инфраструктуры ТЭЦ для нужд коммунального хозяйства.

В работе сформулированы и решены следующие **задачи**:

1) проведен анализ существующего положения в сфере централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ, выявлены основные причины неэффективной работы ТЭЦ и подключенных к ним систем теплоснабжения;

2) исследованы возможные способы повышения эффективности ТЭЦ за счет расширения их функционала путем использования в городской инженерной инфраструктуре: для утилизации вывозимого с городских улиц снега, подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения, термической переработки коммунальных и производственных отходов;

3) разработан комплексный подход к повышению эффективности теплофикационных систем за счет совершенствования тепловых схем и режимов работы ТЭЦ в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства;

4) разработаны технические и технологические решения совершенствования тепловых схем покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ (ВПУ ТЭЦ) с использованием низкопотенциальных отборов пара турбин;

5) расчетно-экспериментальным путем определены режимные характеристики турбин типа Т-100/120-130, обеспечивающие применимость разработанных технологий покрытия тепловых нагрузок ВПУ с использованием пятого нерегулируемого отбора пара, уточнены соответствующие расчетные зависимости;

6) предложен и обоснован усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения;

7) предложено новое техническое решение, направленное на снижение затрат электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей;

8) предложены новые и усовершенствованы существующие технические и технологические решения, направленные на расширения функционала ТЭЦ, а именно:

- использование низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега;

- применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

- использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов;

9) предложена усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов

работы оборудования, совмещающая в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования», а также методику оценки выбросов CO₂;

10) выполнены технико-экономических расчеты разработанных технических и технологических решений.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработан комплекс положений, определяющих общую направленность повышения эффективности теплофикационных систем за счет совместного развития предприятий энергетики и ЖКХ региона, в рамках которого предложены и научно обоснованы технические и технологические решения по совершенствованию тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, расширению их функционала в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства.

2. Разработана и научно обоснована серия высокоэкономичных технологических решений по совершенствованию тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ с использованием низкопотенциальных отборов пара турбин.

3. Расчетно-экспериментальным путем установлены совокупности режимных параметров теплофикационных турбин типа Т-100/120-130, обеспечивающие необходимый для реализации разработанных технических решений регулировочный диапазон изменения давления пара в камере пятого нерегулируемого отбора.

4. Предложен и обоснован усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

5. Предложено и защищено патентом РФ новое техническое решение, позволяющее снизить затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей.

6. Предложены и обоснованы новые и усовершенствованы существующие технические и технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала городских ТЭЦ:

- технологии применения низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ в качестве греющей среды в стационарных снегоплавильных установках;

- технология применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения;

- технологии использования инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов.

7. Предложена усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ (ТЭП ТЭЦ) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающая в себе несколько методов: метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП), нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций (в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95), а также методику оценки выбросов CO₂. Основным преимуществом предложенной методики является существенное уменьшение необходимых для выполнения расчетов исходных данных. Изменение режимов работы оборудования учитывается введением поправок по типовым энергетическим характеристикам.

Теоретическая значимость работы обоснована следующим. Разработан комплексный подход к повышению эффективности теплофикационных систем за счет совместного развития предприятий энергетики и ЖКХ региона, совершенствования тепловых схем и режимов работы ТЭЦ в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства. Доказана возможность

повышения эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала ТЭЦ. Предложена усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования электростанции с учетом метода удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативной методики расчета тепловой экономичности ТЭЦ, а также методики оценки выбросов CO_2 .

Практическая значимость результатов работы заключается в следующем:

1. Предложен и научно обоснован комплекс запатентованных технических и технологических решений, позволяющих повысить эффективность ТЭЦ за счет применения низкопотенциальных регенеративных отборов пара теплофикационных турбин для покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок.

2. Получены новые результаты расчетно-экспериментальных исследований, позволяющие оценивать эффективность использования пятого низкопотенциального регенеративного отбора теплофикационных турбин типа Т Уральского турбинного завода для расширения внутренней теплофикации.

3. Предложены и научно обоснованы новые технологии применения низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ в качестве греющей среды снегоплавильных установках. Для внедрения рекомендована технология с применением обратной сетевой воды, отбираемой в теплообменник снегоплавильной установки из общего коллектора на вводе ТЭЦ. Применительно к городам средней полосы России, при использовании в качестве греющей среды обратной сетевой воды экономия условного топлива на ТЭЦ превышает 14 600 тонн за сезон для снегоплавильной установки производительностью 650 т/ч (расчет выполнен для условий г. Ульяновска).

4. Предложена и научно обоснована новая технология применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения. Показано, что, применительно к погодным условиям средней полосы России, экономический эффект от применения новой технологии составляет более 6000 тонн условного топлива в

год. В расчете учитывалось, что предложенная схема реализуется на ТЭЦ ВАЗа при условии эксплуатации в течение 8 месяцев в году и среднечасовом расходе питьевой воды через конденсатор выделенной турбины $1300 \text{ м}^3/\text{ч}$.

5. Доказана возможность увеличения теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Проведенные для реальных условий работы ТЭЦ ВАЗа расчеты показывают, что при имеющейся полезной емкости установленных аккумуляторных баков дополнительная теплофикационная мощность, вырабатываемая турбоустановкой с турбиной типа Т-100-130, превышает 19 МВт.

6. Предложено и научно обосновано новое техническое решение, позволяющее снизить до 20 % затраты электроэнергии на насосно-дросселирующих станциях тепловых сетей за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС.

7. Разработаны и зарегистрированы две программы для ЭВМ, позволяющие рассчитывать удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии в соответствии с усовершенствованной методикой расчета технико-экономических показателей ТЭЦ.

8. Для термической переработки пластика на ТЭЦ предложена новая запатентованная технология, предусматривающая использование отборного пара турбин в экструзионных установках. В сравнении с электрическим нагревом экономия от применения отборного пара турбин в экструзионной установке составляет 542 руб. и 580 руб. с одной тонны переработанных отходов пластмасс, соответственно, при использовании производственного и отопительного отборов.

Методология и методы исследований. Решение поставленных задач выполняется в рамках комплексного развития и реализации производственного потенциала региона с учетом расширения функционала ТЭЦ. В работе использованы методы вычислительной математики, технической термодинамики, тепломассообмена, гидравлики, технико-экономических расчетов в энергетике, теории математической статистики, многофакторного эксперимента. Для

выполнения гидравлических расчетов систем тепло- и водоснабжения использовался пакет прикладных специализированных программ ZuluThermo и ZuluHydro. Для автоматизации расчетов использовались пакеты прикладных программ ThermoFlow, STAR-CCM+, Statistica.

Достоверность и обоснованность результатов обусловлена применением методов и методик исследования, основанных на фундаментальных законах технической термодинамики, методах вычислительной математики и гидрогазодинамики, тепломассообмена; апробированных методик технико-экономического анализа в энергетике, обработки результатов инженерного эксперимента; сопоставимостью полученных данных с экспериментальными данными и опубликованными данными других авторов; патентной чистотой разработанных решений.

Положения, выносимые на защиту:

1. Научно обоснованные технические и технологические решения, направленные на повышение эффективности внутренней теплофикации за счет использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин для покрытия тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ.

2. Результаты расчетно-экспериментального исследования режимных параметров теплофикационных турбин Т-100/120-130, обеспечивающие необходимый для реализации разработанных технических решений регулировочный диапазон изменения давления пара в камере пятого нерегулируемого отбора.

3. Усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

4. Научно обоснованное техническое решение, позволяющее уменьшить затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей.

5. Новые и усовершенствованные существующие технические и технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала городских ТЭЦ:

- технологии применения низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ в качестве греющей среды в стационарных снегоплавильных установках;

- технология применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения;

- технологии использования инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов.

6. Усовершенствованную методику расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающую в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций, а также методику оценки выбросов CO_2 .

7. Результаты расчетов технико-экономических показателей ТЭЦ при внедрении разработанных технических и технологических решений, направленных на повышение эффективности теплофикационных систем.

Реализация результатов работы. Результаты, полученные в рамках исследования, используются на действующих объектах теплоэнергетики в городских теплофикационных системах: на Ульяновской ТЭЦ-1 реализованы предложенные автором технологии энергоэффективного покрытия тепловых нагрузок ВПУ с использованием низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин; разработанные в диссертации решения по оптимальному использованию регенеративных отборов турбин при подготовке подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды котлов приняты к внедрению в Самарском филиале ПАО «Т Плюс» для оптимизации тепловых схем ТЭЦ в г. Самара и г. Тольятти; энергоэффективная технология утилизации снега на городских ТЭЦ принята к использованию в рамках региональной Дорожной карты по направлению «EnergyNet» Национальной технологической инициативы,

а также приняты к внедрению на предприятиях Ульяновского филиала ПАО «Т Плюс»; усовершенствованный режим работы водоподготовительных установок ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети, используется на Ульяновской ТЭЦ-1; усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, реализованная в виде зарегистрированных программных продуктов внедрена в филиале «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» и применяется для расчета удельных расходов условного топлива при планировании режимов работы ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии, а также для обоснования эффективности структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ.

Суммарный экономический эффект от реализации результатов работы, подтвержденный актами внедрения, только для теплофикационной системы города Ульяновска оценивается в 20 000 т у.т. в год (без учета платежей за утилизацию принимаемого на ТЭЦ снега (около 100 млн руб.), а также выручки от продажи вторично переработанного пластика (около 200 млн руб.). В городах с более крупными теплофикационными системами (например, в Самаре, Саратове, Казани, Перми, Омске и др.) ожидаемый экономический эффект в 2 - 2,5 раза больше, чем для Ульяновска.

Личное участие автора в получении результатов работы состоит в разработке комплексного подхода к повышению эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала городских ТЭЦ; разработке и обосновании оптимальных тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, позволяющих наиболее полно использовать преимущества теплофикации в современных экономических условиях; руководстве и непосредственном участии в экспериментальных исследованиях, доказывающих промышленную применимость разработанных технологий покрытия тепловых нагрузок ВПУ с использованием низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин типа «Т», а также исследовании применимости нового режима использования баков-

аккумуляторов подпиточной воды теплосети; разработке технического решения, направленного на снижение затрат электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей; в исследованиях возможностей расширения функционала городских ТЭЦ; разработке технологий применения низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ в качестве греющей среды в стационарных снегоплавильных установках; разработке технологии применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения; разработке технических и технологических решений, направленных на эффективную термическую переработку коммунальных и производственных отходов с использованием инфраструктуры ТЭЦ; разработке усовершенствованной методики расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающей в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности электростанций, а также методику оценки выбросов CO₂; в разработке идеологии, расчетных алгоритмов и руководстве программной реализацией при создании прикладных программных комплексов; в непосредственном участии и руководстве работами по всем направлениям практической реализации результатов диссертации; в подготовке публикаций по теме диссертации.

Апробация работы. Результаты диссертации опубликованы и обсуждались на двадцати шести конференциях: Международных научных конференциях «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения» (Саратов, 2008, 2010 гг.); XII, XIII, XIV, XV Международных научно-технических конференциях «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов» (Саратов, СГТУ, 2014, 2016, 2018, 2020 гг.); VI, VII Международных научно-технических конференциях «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (Ульяновск, УлГТУ, 2013,

2017 г.); VI, VII Школе-семинаре молодых ученых академика РАН В.Е. Алемасова «Проблемы теплообмена и гидродинамики в энергомашиностроении» (Казань, 2008, 2010гг.); VII Международном симпозиуме «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение» (Казань, 2007 г.); III, IV, VIII Международных научно-технических конференциях «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции» (Москва, МГСУ, 2009, 2011, 2020 гг.); I и II Всероссийских научно-практических конференциях «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем» (Москва, НИУ МЭИ, 2010, 2012 гг.); IV Международной научно-технической конференции «Муниципальная энергетика: проблемы, решения» (Украина, г. Николаев, 2011 г.); II и III Российско-немецкой научной конференции «Строительство и энергосбережение в 21 веке» (Ульяновск-Дармштадт, 2013, 2018 гг.); Международной конференции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике (Украина, г. Киев, 2011 г.); Международных конференциях «Современные проблемы теплофизики и энергетике» (Москва, НИУ МЭИ, 2017, 2020 гг.); Всероссийской научной конференции с международным участием «XI Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике» (Санкт-Петербург, СПбПУ, 2019 г.); I и II Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетике» (Ульяновск, УлГТУ, 2021, 2022гг.); XVI Минском международном форуме по теплообмену (Минск, 2022 г.); заседаниях постоянно действующего семинара научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ (Ульяновск, 2003-2020 гг.), а также Лаборатории междисциплинарных проблем энергетике УлГТУ (Ульяновск, 2021-2023 гг.).

Научно обоснованные технические и технологические решения автора, направленные на повышение эффективности теплофикационных систем, представлялись на различных конкурсах научных проектов и грантов и были удостоены следующих наград: два гранта Президента Российской Федерации по государственной поддержке молодых российских ученых – кандидатов наук,

2009 г., 2012 г.; Два гранта Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере по программе УМНИК и СТАРТ; Премия Российского союза научных и инженерных общественных организаций в области науки для молодежи «Надежда России» 2010 г.; Премия Общенационального Совета просветительских организаций в области энергетики, 2010 г.; Золотая медаль Шестой Международной ярмарки изобретений SIIF-2010, г. Сеул, Республика Корея; Золотая медаль X Московского международного салона инноваций и инвестиций, 2010 г.; Золотая медаль 61-й Международной выставки «Идеи, изобретения, инновации» - «IENA-2009», г. Нюрнберг, Германия, 2009 г. В 2022 году получено благодарственное письмо «За вклад в развитие изобретательства и рационализаторства в Ульяновской области» от заместителя председателя Комитета ГД РФ по науке и высшему образованию Кононова В.М.

Публикации. Материалы диссертации отражены в 124 опубликованных работах, в том числе, в 2 монографиях, 24 статьях в рецензируемых журналах по списку ВАК, 11 статьях в изданиях, индексируемых в международных базах Scopus и Web of Science; 5 статьях в прочих журналах; 17 статьях в сборниках научных трудов; 46 тезисах и полных текстах докладов конференций; получено 17 патентов РФ, а также 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, семи глав, заключения по работе, списка использованных источников из 175 наименований. Текст диссертации изложен на 393 стр. машинописного текста, содержит 93 рисунка, 42 таблицы и приложения.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ В СФЕРЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ТЭЦ

1.1. Оценка эффективности использования преимуществ внешней теплофикации

Высокая степень централизации теплоснабжения является основной особенностью энергетики России. Около 73 % всех потребителей обеспечиваются теплом за счет систем централизованного теплоснабжения. Более 32 % потребности в тепловой энергии покрывают теплофикационные (когенерационные) системы, то есть системы, в которых источниками теплоты служат теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) различной мощности. Теплофикация имеет большое значение для организации рационального энергоснабжения страны, поскольку является наиболее совершенным технологическим способом производства электрической и тепловой энергии и одним из основных путей снижения расхода топлива на выработку указанных видов энергии.

В советское время развитию внешней теплофикации - использованию отборов пара теплофикационных турбин для теплоснабжения как промышленных, так и коммунально-бытовых потребителей уделялось значительное внимание. На государственном уровне осуществлялись мероприятия по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов в теплоэнергетике за счет развития централизованных систем теплоснабжения на базе ТЭЦ и ликвидации неэкономичных отопительных котельных. Централизованные системы теплоснабжения городов развивались в соответствии с утвержденными перспективными схемами теплоснабжения.

К сожалению, в 1990-е годы отрасль централизованного теплоснабжения, также как и вся экономика страны, пережила серьезный кризис.

По данным Минэнерго России [1] в 1990-е годы снижение промышленного производства оказало сильнейшее влияние на загрузку и работу теплоэлектроцентралей. В связи с потерей промышленной тепловой нагрузки в виде пара и уходом части потребителей на теплоснабжение от собственных

котельных отпуск теплоты от ТЭЦ с 1992 по 2013 гг. сократился почти в 1,5 раза. (см. рисунок 1.1).

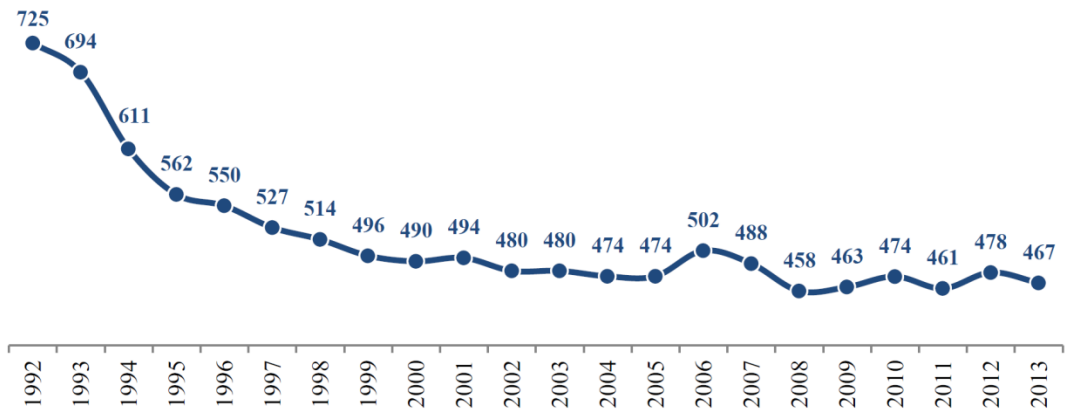


Рисунок 1.1 - Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ, млн Гкал [5]

Значительное снижение промышленной тепловой нагрузки в виде пара также отразилось на снижении установленной электрической мощности ТЭЦ, оборудованных противодавленческими турбинами.

Существенное влияние на снижение промышленной тепловой нагрузки в связи с массовым строительством на производственных предприятиях индивидуальных котельных оказали высокие тарифы на тепловую энергию от ТЭЦ.

С 2015 по 2022 гг. ситуация со снижением потребления тепловой энергии стабилизировалась (см. рисунок 1.2). Общий отпуск тепловой энергии от ТЭС и котельных за 2015 – 2022 гг. в среднем составлял 1283 млн Гкал.

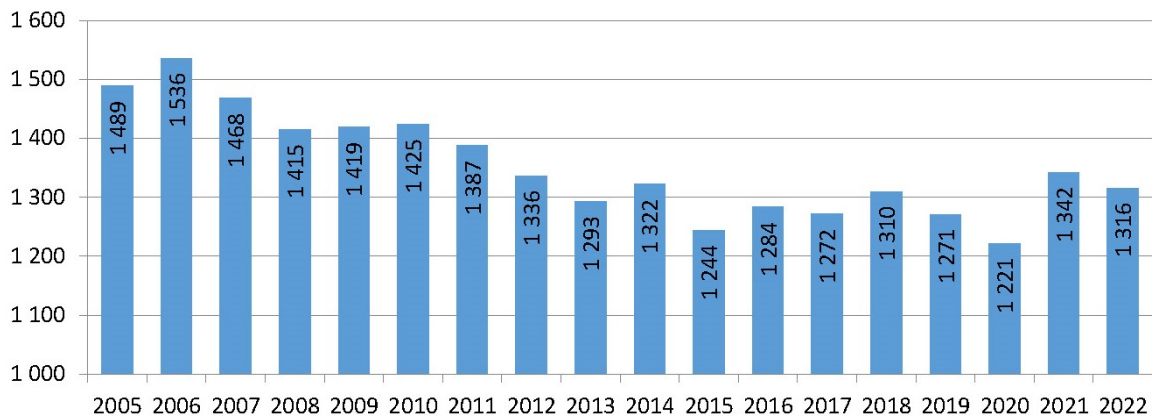


Рисунок 1.2 - Динамика отпуска тепловой энергии от источников тепла, млн Гкал [1]

Динамика отпуска тепловой энергии по источникам тепла за 2015 – 2022 гг., представлена на рисунке 1.3 [1].

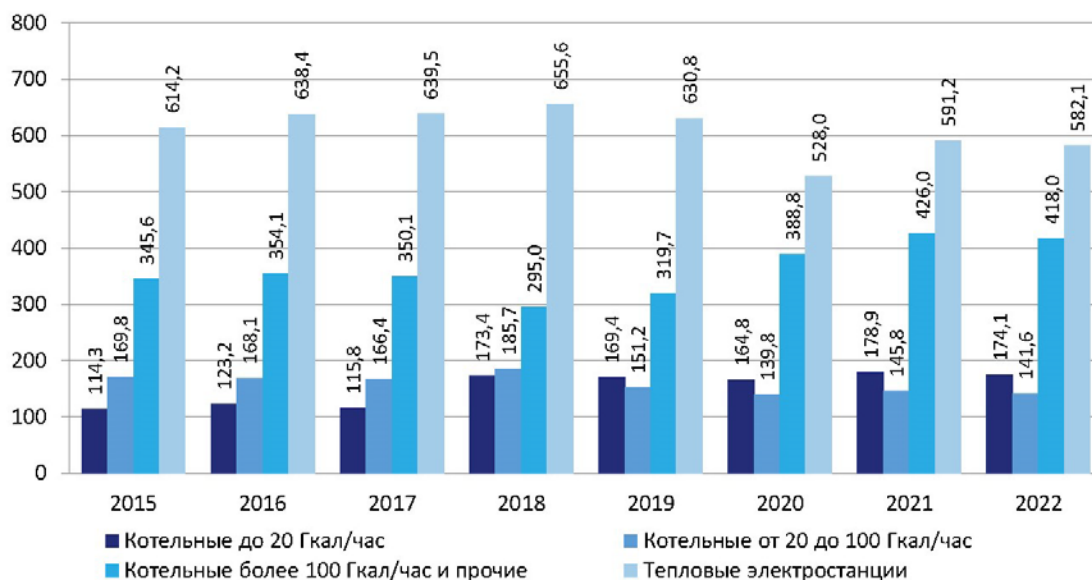


Рисунок 1.3 - Динамика отпуска тепловой энергии по источникам тепла, млн Гкал [1]

Из рисунка 1.3 видно, что основными источниками тепловой энергии являются тепловые электростанции (от 49 % в 2015 г. до 44 % в 2022 г.). Максимальный отпуск тепла в период 2020 - 2022 годов наблюдался в 2021 году (591,2 млн. Гкал). В 2022 году относительно 2021 года снижение на 9,1 млн. Гкал или 1,5% [1].

Стабилизировать ситуацию со снижением отпуска теплоты от тепловых электростанций позволил переход на «пропорциональный» метод распределения затрат топлива между тепловой и электрической энергиями, вырабатываемыми на ТЭЦ, а также принятие в 2010 году Федерального закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении», предусматривающего приоритетное использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

До 1996 года на тепловых электростанциях РАО «ЕЭС России» применялся «физический» метод распределения затрат топлива [2]. В соответствии с этим методом вся экономия топлива от теплофикации относилась к электрической энергии, а себестоимость теплоты соответствовала отпуску ее непосредственно от энергетических котлов, т.е. имела максимальное из всех технически возможных значений.

В 1996 году с целью сдерживания роста цен на тепловую энергию и предотвращения дальнейшей потери тепловой нагрузки ТЭЦ ОАО «РАО ЕЭС России» было принято решение об изменении метода распределения экономии топлива от теплофикации между видами энергии. В качестве официального был установлен так называемый «пропорциональный» метод, разработанный АО «Фирма ОРГРЭС» [3]. В отличие от «физического» метода, в «пропорциональном» расход топлива, затраченного энергетическими котлами при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты, распределяется между ними пропорционально расходам теплоты при их отдельном производстве на данной ТЭЦ. В результате экономия топлива, полученная при комбинированном производстве, распределяется между электроэнергией и теплотой в равных долях.

Внедрение «пропорционального» метода позволило снизить значения удельного расхода условного топлива (УРУТ) на отпуск тепловой энергии в среднем на 29 кг/Гкал (со 175 до 146 кг/Гкал), а значение УРУТ на отпуск электроэнергии возросло на 34 г/кВт·ч (с 312 до 346 г/кВт·ч) [4].

По причине частых аварий в системах централизованного теплоснабжения, а также в связи с невыдерживанием температурного графика, в ряде случаев, от централизованного теплоснабжения стали отказываться коммунально-бытовые потребители. По данным Минэнерго России [1] к началу 2000-х годов число аварий в системах централизованного теплоснабжения в расчете на 1 км тепловых сетей увеличилось по сравнению с советским периодом в 100 раз.

В связи с недовольством качеством теплоснабжения в обществе стало распространяться мнение о необходимости децентрализации теплоснабжения. Утверждалось, что советская программа создания теплофикационных систем теплоснабжения была ошибочной и экономически неэффективной.

Негативные явления в системах централизованного теплоснабжения послужили толчком к массовому строительству в стране мелких газовых котельных, ускоренному росту потребления газового топлива в коммунальном хозяйстве, ограничениям подачи газа на ТЭЦ, что было особенно критично в

периоды пиковых отопительных нагрузок. Этот процесс получил распространенное название – «котельнизация».

С 2000 по 2013 год общее число отопительных котельных в стране возросло с 68 тыс. до 74 тыс. единиц – почти на 9 %. Особенно значительно, с 47 тыс. единиц до 57 тыс. единиц выросло количество мелких котельных, что составляет прирост почти на 21 %. Число котельных, работающих на газе, увеличилось на 63 % (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Число отопительных коммунальных котельных в 2000 и 2013 гг. [1]

| | 2000 г. | 2013 г. | Изменение |
|---------------------------------|---------|---------|-----------|
| Число котельных, единиц | 67913 | 73857 | +8,8 % |
| в т. ч. мощностью до 3 Гкал/час | 47206 | 57022 | +20,8 % |
| от 3 до 20 Гкал/час | 16721 | 13486 | -19,3 % |
| от 20 до 100 Гкал/час | 3289 | 2696 | -18,0 % |
| Из них: | | | |
| на твердом топливе | 31595 | 25235 | -20,1 % |
| на жидком топливе | 7821 | 2510 | -67,9 % |
| на газе | 27045 | 44438 | +64,3 % |

В период с 2015 по 2022 гг. общее количество котельных уменьшилось на 1134 ед. (см. таблицу 1.2), что говорит о стабилизации ситуации, связанной с отказом использования теплоты от ТЭЦ за счет строительства котельных.

Таблица 1.2 - Число источников теплоснабжения в 2015-2022 гг. [1]

| | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Источники теплоснабжения, единиц в т. ч: | 75955 | 73770 | 74898 | 74782 | 76696 | 77277 | 77123 | 74821 |
| котельные, в т. ч. мощностью: | 75283 | 73106 | 74241 | 74123 | 75605 | 75989 | 75755 | 73246 |
| до 3 Гкал/ч | 58822 | 56904 | 58088 | 57946 | 58904 | 59312 | 59257 | 56876 |
| от 3 до 20 Гкал/ч | 13770 | 13529 | 13499 | 13464 | 13502 | 13535 | 13393 | 13319 |
| от 20 до 100 Гкал/ч | 2691 | 2673 | 2654 | 2713 | 2569 | 2523 | 2479 | 2453 |
| свыше 100 Гкал/ч | - | - | - | - | 630 | 619 | 626 | 598 |
| когенерационные установки, в т.ч. мощностью: | - | - | - | - | 372 | 417 | 391 | 395 |
| менее 25 тыс. кВт | - | - | - | - | 254 | 264 | 227 | 225 |
| 25 и более тыс. кВт | - | - | - | - | 118 | 153 | 164 | 170 |
| электробойлерные, прочие | 672 | 664 | 657 | 659 | 719 | 871 | 977 | 1180 |

Основными показателями энергетической эффективности ТЭЦ являются удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии.

Также для оценки общей тепловой эффективности ТЭЦ часто применяется коэффициент использования теплоты топлива (КИТ), представляющий собой отношение суммарной энергии (электрической и тепловой), отпускаемой от ТЭЦ, к израсходованной теплоте топлива.

Динамика изменения коэффициента использования теплоты топлива на ТЭС страны в период с 1992 по 2013 гг. представлена на рисунке 1.4 [1].

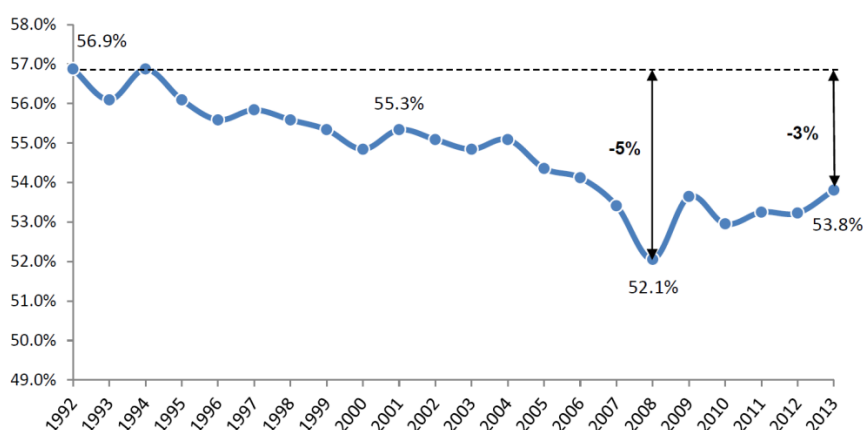


Рисунок 1.4 - Динамика изменения КИТ на тепловых электростанциях [5]

За период с 1992 по 2013 год коэффициент использования теплоты топлива на тепловых электростанциях снизился с 56,9 % до 53,8 % или почти на 3 %.

Доля электроэнергии, выработанной на ТЭЦ общего пользования в теплофикационном режиме, снизилась на 17,6 % за период с конца 1980-х г. по 2011 г. Перерасход топлива на тепловых электростанциях, работающих в когенерационном режиме, в сравнении с 1992 годом составляет около 37 млн т у.т. в год [5].

Проводимая с 2010 г. политика по обновлению основных фондов ТЭС за счет внедрения парогазовых установок (ПГУ) и оптимизации загрузки генерирующего оборудования с увеличением доли производства электроэнергии в комбинированном цикле привела к росту значения КИТ. Значение КИТ на ТЭС с 2015 по 2022 гг. выросло на 2,2 п.п. и составило 56,2 % [1].

Однако, следует констатировать, что несмотря на вводы новых эффективных парогазовых и газотурбинных установок на ТЭЦ значение КИТ достигло только уровня 1992 года. Показательным является опыт развития теплофикационных систем в Дании и Финляндии. За период с начала 90-х годов на тепловых электростанциях Дании и Финляндии КИТ вырос с 52 % до 80 %, что доказывает эффективность теплофикационных систем в условиях рыночной экономики при грамотном государственном регулировании отрасли [5].

Значения удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по группам теплоэнергетического оборудования ТЭЦ за 2015 – 2022 гг. представлены в таблице 1.3 и таблице 1.4.

Таблица 1.3 - УРУТ на отпуск электрической энергии по группам оборудования тепловых электростанций в 2015-2022 гг. [1]

| Группа оборудования ТЭС | Удельный расход условного топлива на электроэнергию, г у.т./кВт·ч | | | | | | | |
|-------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| год | | | | | | | | |
| ТЭЦ-240 | 274,5 | 274,3 | 272,4 | 273,5 | 276,5 | 275,2 | 282,7 | 285,7 |
| ТЭЦ-130 | 322,6 | 321,3 | 317,9 | 320,6 | 318,8 | 320,6 | 327,8 | 330,5 |
| ТЭЦ-130ПП | 288,8 | 286,3 | 285,9 | 290,2 | 292,2 | 282,9 | 288,0 | 289,8 |
| ТЭЦ-90 | 402,9 | 391,0 | 394,6 | 410,1 | 410,4 | 416,5 | 414,3 | 409,4 |
| Прочее паротурбинное | 415,0 | 421,0 | 409,1 | 425,9 | 433,7 | 420,9 | 401,7 | 411,2 |
| ПГУ-ТЭЦ | 236,0 | 234,6 | 233,4 | 230,7 | 227,9 | 230,1 | 228,0 | 226,7 |
| ГТУ | 347,0 | 428,9 | 435,7 | 375,6 | 370,2 | 422,2 | 443,4 | 443,3 |
| ГТУ-КУ | 244,0 | 230,3 | 217,9 | 223,6 | 238,8 | 241,3 | 254,0 | 255,4 |

Таблица 1.4 - УРУТ на отпуск тепловой энергии по группам оборудования тепловых электростанций в 2015-2022 гг. [1]

| Группа оборудования ТЭС | Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал | | | | | | | |
|-------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| год | | | | | | | | |
| ТЭЦ-240 | 137,5 | 137,8 | 136,2 | 137,0 | 135,6 | 134,8 | 137,9 | 136,9 |
| ТЭЦ-130 | 143,0 | 144,3 | 144,0 | 143,5 | 141,9 | 144,4 | 143,6 | 143,2 |
| ТЭЦ-130ПП | 144,1 | 144,0 | 142,5 | 140,1 | 144,1 | 138,2 | 138,6 | 139,2 |
| ТЭЦ-90 | 153,4 | 155,4 | 155,4 | 151,2 | 151,7 | 156,6 | 157,3 | 156,0 |
| Прочее паротурбинное | 159,8 | 162,1 | 162,0 | 160,8 | 159,4 | 170,3 | 162,6 | 161,3 |
| ПГУ-ТЭЦ | 127,4 | 128,2 | 130,5 | 134,6 | 133,6 | 132,9 | 133,2 | 133,1 |
| ГТУ | 138,3 | 138,6 | 138,7 | 151,7 | 151,7 | 149,6 | 127,5 | н/д |
| ГТУ-КУ | 138,0 | 137,0 | 141,1 | 143,3 | 150,0 | 155,2 | 146,1 | 147,0 |

Несмотря на наметившуюся положительную динамику, связанную со стабилизацией показателей энергетической эффективности ТЭЦ, в 2021 - 2022 гг. зафиксирован рост удельных расхода топлива на отпуск электрической и тепловой энергии в сравнении с 2015 г. по основным группам оборудования ТЭС: ТЭЦ-130 и ТЭЦ-90, доля отпуска от которых превышает 62 % (см. рисунок 1.5).

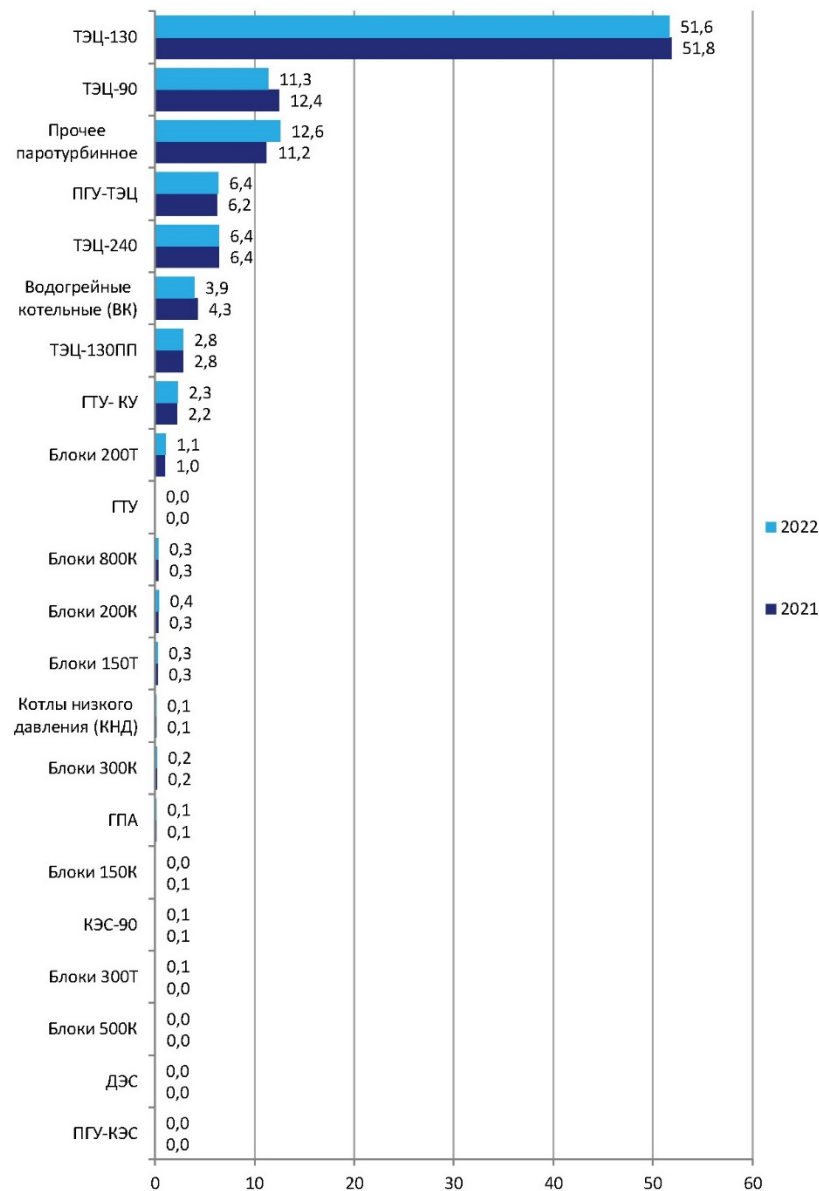


Рисунок 1.5 - Структура отпуска теплоты по группам оборудования в 2021-2022 гг. [1]

Следует отметить, что в постсоветский период вплоть до 2010 года, когда был принят Федеральный закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении», никаких значимых нормативно-правовых документов,

регулирующих сферу централизованного теплоснабжения, в России не принималось [6].

Федеральный закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении» задает логику развития систем теплоснабжения. Схема развития системы теплоснабжения утверждается местными органами власти и разрабатывается на основании Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». На основе утвержденной схемы теплоснабжения составляется долгосрочная инвестиционная программа. Также на основе схемы теплоснабжения определяется режим загрузки генерирующих мощностей в системе, независимо от их принадлежности и формы собственности, исключительно исходя из критериев экономической эффективности. Одним из основных принципов организации отношений в сфере теплоснабжения является обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии [6].

В октябре 2014 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1949-р от 02.10.2014 утвержден план мероприятий («дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии». Реализация «дорожной карты» направлена на системное решение накопившихся проблем в сфере теплоснабжения, принципиальное изменение системы отношений и модели ценообразования в сфере теплоснабжения. 29 июля 2017 г. принят Федеральный закон № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения», регулирующий внедрение целевой модели рынка тепловой энергии.

По состоянию на 01.07.2023 г. 38 муниципальных образований РФ отнесены к ценовым зонам теплоснабжения по методу «Альтернативной котельной» [1].

В результате этих преобразований предусматривается сформировать новую институциональную среду, которая позволит провести либерализацию отношений в сфере теплоснабжения на принципах конкуренции с альтернативными способами теплоснабжения, перейти от прямого ценового регулирования к

регулированию правил организации отношений в сфере теплоснабжения и государственному контролю за деятельностью теплоснабжающих и теплосетевых организаций, создать условия для привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения, снизить административное и регулирующее воздействие на бизнес с повышением его ответственности перед потребителями [1].

Несмотря на предпринимаемые Минэнерго России меры по повышению эффективности централизованного теплоснабжения отрасль остается убыточной (см. рисунок 1.6).

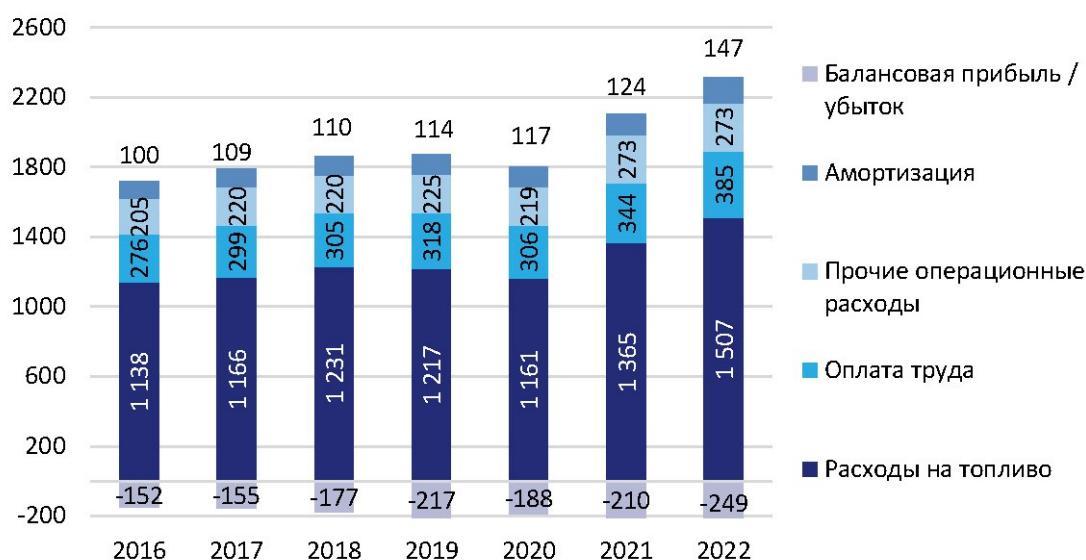


Рисунок 1.6 – Финансовые показатели теплоснабжающих организаций, млрд руб. [1]

Из представленных на рисунке 1.6 данных видно, что сектор централизованного теплоснабжения продолжает оставаться убыточным - финансовый результат за 2022 год составил минус 249,1 млрд руб. (убыточность 10,8% относительно выручки). Совокупные затраты составили 2,56 трлн руб. Из которых 1 507,4 млрд руб. (58,8%) – затраты на топливо, прочие операционные затраты 273,1 млрд руб. (10,7%), 385,4 млрд руб. (15,0%) – оплата труда, 147,4 млрд руб. (5,8%) – амортизация [1].

Таким образом, в настоящее время в отрасли теплоснабжения удалось стабилизировать негативную тенденцию отказа потребителей от централизованного теплоснабжения и перехода на теплоснабжение от собственных котельных. Дальнейшее повышение эффективности и надежности

централизованных систем теплоснабжения должно быть связано с развитием и совершенствованием теплофикации (когенерация). Когенерация, являющаяся самой эффективной технологией производства электрической и тепловой энергии, позволяет обеспечить КИТ на уровне 80 % и более.

1.2. Особенности работы ТЭЦ, осуществляющих поставку электроэнергии на оптовый рынок

Действующая модель оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) определяет принцип равенства генераторов независимо от расстояния передачи электроэнергии от электростанции до потребителя. ТЭЦ, находящиеся вблизи потребителя, фактически дотируют развитие и содержание межрегиональных электрических сетей, необходимых для передачи электроэнергии от ГРЭС, ГЭС и АЭС. В других странах, даже при гораздо меньшей территории, это обстоятельство учитывается дополнительными преференциями для ТЭЦ. В советский период задача снижения затрат на передачу электроэнергии была решена именно путем строительства ТЭЦ непосредственно в центрах нагрузок, в городах и на крупных промышленных предприятиях [6].

В результате реформы электроэнергетики ТЭЦ стали выполнять несвойственные им функции обеспечения электроэнергией и мощностью оптового рынка. В результате транспортная составляющая в конечных тарифах выросла, став сопоставимой со стоимостью производства электроэнергии.

В 2011 году на оптовом рынке электроэнергии был запущен рынок мощности. По результатам конкурентного отбора мощности (КОМ), проведенного в соответствии с новыми правилами, в 2011 году 45 ТЭЦ не прошли конкурентного отбора мощности в связи с низкой тепловой экономичностью и были отнесены к так называемым «вынужденным генераторам». В 2012 г. к «вынужденным генераторам» относилось 6,12 ГВт ТЭЦ, в 2013 г. – 10,3 ГВт ТЭЦ, в 2014 году – около 10 ГВт мощности ТЭЦ [1].

Таким образом, значительная часть эффективных ТЭЦ общего назначения в результате нового рынка мощности попала в состав так называемых «вынужденных генераторов».

Следует отметить, что при запуске КОМ был принят принцип необходимости вывода неэффективной мощности, без учета того обстоятельства, что одно и то же оборудование ТЭЦ может быть неэффективным в конденсационном режиме, а в теплофикационном, при любом сроке службы оборудования, иметь экономичность, недостижимую при применении любых других самых современных технологий [6].

Сегодняшний КОМ не учитывает, что ТЭЦ имеют объективно большие затраты на содержание мощности, при меньшей стоимости электроэнергии в теплофикационном цикле. Учет совокупных затрат показал бы гораздо большую экономическую эффективность ТЭЦ. По результатам долгосрочного КОМ в 2019 г. ТЭЦ получили в виде оплаты мощности на 10 % меньше средств чем в 2011 году. Это подвигает энергетические компании к попыткам добрать недостающие средства на рынке тепла, что, в свою очередь, может разрушить рынок централизованного теплоснабжения, снизив его конкурентоспособность по сравнению с локальными теплоисточниками [6].

В настоящее время в привилегированном положении в сравнении с крупными ТЭЦ общего пользования находятся малые ТЭЦ с электрической мощностью менее 25 МВт. Таким малым ТЭЦ можно заключать прямые розничные договоры на поставку электрической энергии потребителям по ценам без начисления сетевого тарифа за передачу по сетям высокого напряжения. В восточноевропейских странах проблему экономичности когенерационных источников решили, создав особые правила рынка. ТЭЦ в этих странах, как правило, работают в теплофикационном режиме. Конденсационная выработка считается «вынужденной генерацией», и на нее необходимо получить специальное разрешение. Владельцы ТЭЦ могут продавать электроэнергию по прямым розничным договорам, либо участвовать в рынке. На всю электроэнергию, произведенную в комбинированном цикле, выдается дотация с

помощью «зеленых сертификатов», обеспечиваемых за счет повышенных экологических платежей за использование неэкономичных энергоустановок [6].

Таким образом, существующая модель ОРЭМ не позволяет создать условия для работы ТЭЦ по тепловому графику, а КОМ не учитывает общесистемные эффекты функционирования теплоэлектроцентралей.

Одной из проблем, связанной с поставкой электроэнергии на ОРЭМ, является участие ТЭЦ в регулировании графика электрических нагрузок.

Особенностью ОРЭМ является значительная волатильность цены электроэнергии на рынке в зависимости от спроса. Например, в моменты наибольшего электропотребления стоимость за 1МВт·ч поставляемой на оптовый рынок электроэнергии существенно увеличивается, а в периоды наименьшего электропотребления, соответственно снижается до минимальных значений. Это обстоятельство является определяющим при планировании диспетчерских графиков генерации электрической энергии и обуславливает пики и провалы вырабатываемой на ТЭЦ электрической мощности. В ряде случаев обеспечение задаваемых системным оператором электрических нагрузок осуществляется в ущерб теплофикационной нагрузке ТЭЦ за счет снижения отбора пара на сетевые подогреватели теплофикационных турбин и замещения дефицита теплотой от пиковых водогрейных котлов, а также включением редукционно-охладительных установок (РОУ).

Ситуация с участием ТЭЦ в регулировании графика электрических нагрузок особенно остро стоит в промышленно развитых регионах европейской части страны. На ТЭЦ практикуются глубокие ночные разгрузки теплофикационного оборудования с передачей тепловых нагрузок отборов турбин на пиковые водогрейные котлы. Глубоким разгрузкам подвергаются как ТЭЦ-130, ТЭЦ-90, так и ТЭЦ-240 московского региона. После прохождения ночного минимума нагрузок тепловые нагрузки отборов турбин восстанавливаются, как правило, с длительными задержками.

Безусловно, эксплуатация ТЭЦ с замещением тепловой мощности водогрейными котлами приводит к снижению экономии топлива и эффективности теплофикации, что видно по значениям УРУТ, представленным в таблице 1.3.

Соотношения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному и теплофикационному циклам оборудованием ТЭЦ приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному и теплофикационному циклам оборудованием ТЭЦ

| Группа оборудования | Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч | | |
|---------------------|---|---------------------------|----------------------------|
| | общий | по конденсационному циклу | по теплофикационному циклу |
| ТЭЦ-240 | 274,5 | 339,6 | 223,4 |
| ТЭЦ-130 | 318,5 | 398,8 | 263,1 |
| ТЭЦ-90 | 398,9 | 469,1 | 328,0 |

На 1 % замещения конденсационной выработки электроэнергии теплофикационной экономия топлива составляет 1,2 - 1,4 г/кВт·ч.

1.3. Особенности эксплуатации тепловых сетей теплофикационных систем городов

По данным отчетности Росстата за 2022 г. общая протяженность тепловых сетей России в двухтрубном исчислении составила 167,2 тыс. км. Наибольшую долю тепловых сетей (124,18 тыс. км или 74,26%) по протяженности составляют трубы диаметром менее 200 мм. На тепловые сети диаметром от 200 до 400 мм приходится 26,68 тыс. км или 15,96%, а остальные 16,36 тыс. км или 9,78% представлены трубопроводами диаметром 400-600 мм и более 600 мм. Магистральные тепловые сети большого диаметра, отходящие от крупных ТЭЦ общего пользования, составляют всего 5,7% от общей протяженности тепловых сетей или 9 614,2 км. [1].

Наибольшую долю по способу прокладки магистральных трубопроводов составляет подземная канальная прокладка (53 % по данным 2022 года). Доля подземной бесканальной прокладки – 5 % [1].

Наибольшую долю среди магистральных трубопроводов по типу изоляции составляют трубопроводы в минераловатной изоляции, которая является наиболее дешевой и простой в использовании. Ее доля в среднем по России за 2022 г. составляла 79 %. Доля сетей с использованием пенополиминеральной (ППМ) и пенополиуретановой (ППУ) тепловой изоляции по данным 2022 г. составляла 19,6%.

На конец 2022 года протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене в соответствии со сроками эксплуатации, указанными в проектной документации, составила 50,6 тыс. км. При этом протяженность ветхих сетей (т.е. сетей, имеющих износ по данным технической инвентаризации более 60%) составила 38,89 тыс. км (см. рисунок 1.7) [1].



Рисунок 1.7 – Доля сетей, нуждающихся в замене [1]

Из представленных на рисунке 1.7 данных видно, что с 2015 по 2022 гг. доля сетей, нуждающихся в замене, увеличилась на 1,2 п. п. Основной причиной высокого износа тепловых сетей являются недостаточные объемы перекладки тепловых сетей. Так, замена тепловых сетей в 2022 году составила в целом по России всего 3,12 тыс. км, в том числе ветхих – 2,46 тыс. км, – это менее 7%

требуемых объемов замены сетей. На рисунке 1.8 представлена информация по протяженности замененных тепловых сетей за период с 2018 по 2022 гг. [1].

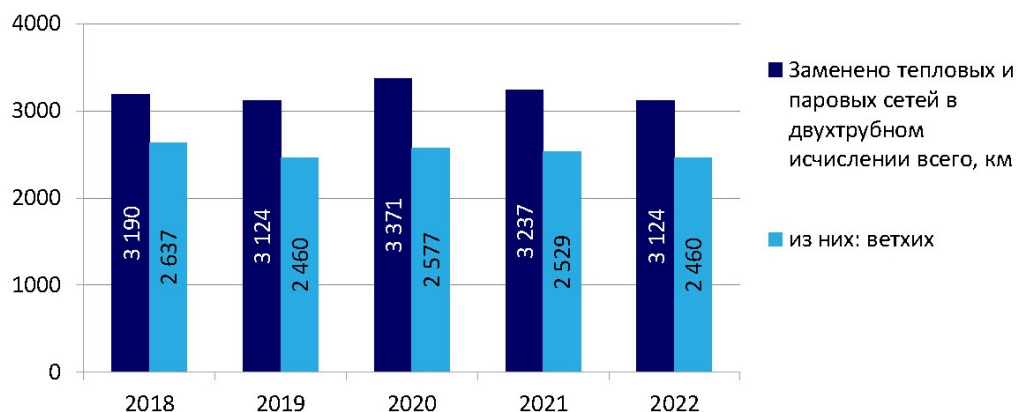


Рисунок 1.8 – Протяженность замененных тепловых сетей [1]

Из рисунка 1.8 видно, что объемы замены тепловых сетей, в том числе ветхих, за период с 2018 по 2022 гг. не увеличивались и находились на среднем уровне 3 209 км.

На рисунке 1.9 показаны потери тепловой энергии в тепловых сетях от общего количества тепловой энергии, поданной в сеть [1].



Рисунок 1.9 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях в целом по России [1]

К сожалению, следует констатировать, что потери тепловой энергии в тепловых сетях в период с 2015 по 2022 гг. имеют тренд к незначительному увеличению.

На рисунке 1.10 а представлено сравнение динамики доли потерь в тепловых сетях с целевым показателем Комплексного плана мероприятий по повышению

энергетической эффективности экономики Российской Федерации (утвержден распоряжением Правительства РФ от 19.04.2018 г. №703-р).

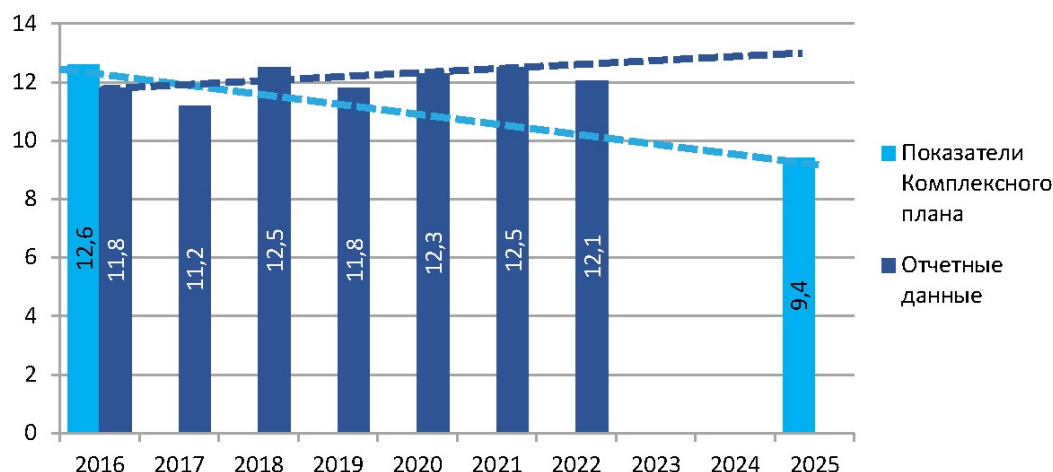


Рисунок 1.10 а – Динамика доли потерь в тепловых сетях [1]

Из рисунка 1.10 а видно, что в целом по России достижение целевого показателя потерь тепловой энергии в тепловых сетях (9,4%) вряд ли осуществимо к 2025 году, за исключением нескольких регионов РФ.

Сопоставление данных по потерям в тепловых сетях и основных влияющих факторов показано на рисунке 1.10 б [1].

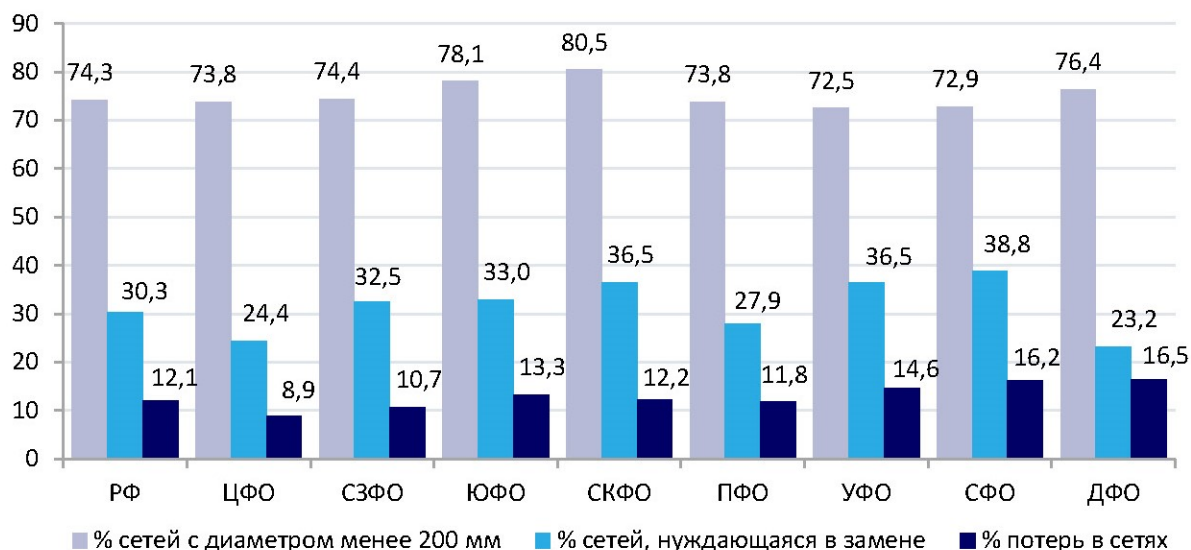


Рисунок 1.10 б – Сопоставление процентов потерь в тепловых сетях, долей сетей диаметром менее 200 мм и долей сетей, нуждающихся в замене, по ФО в 2022 году [1]

Основными причинами высоких потерь в системах централизованного теплоснабжения являются значительный износ и недоинвестирование систем теплоснабжения и тепловых сетей, отсутствие необходимой регулировки тепловых сетей и тепловых пунктов, применение устаревших энергозатратных технологий. Из рисунка 1.10.1 видно, что целевой показатель доли потерь в тепловых сетях (9,4%) выполняется только по Центральному федеральному округу, особенностью которого является наличие инвестиций и ресурсов для обновления теплоэнергетической инфраструктуры.

Приведенные выше сведения Росстата согласуются с результатами энергетических обследований теплотранспортных предприятий в таких городах как Ульяновск, Тольятти, Самара, Киров, Кирово-Чепецк, Тюмень, Нижний Новгород и др. Автор диссертации принимал непосредственное участие в энергетических обследованиях централизованных систем теплоснабжения указанных городов.

Говоря об общем состоянии систем распределения тепловой энергии следует отметить характерные особенности:

- потери тепловой энергии в тепловых сетях, как правило, превышают целевой показатель 9,4%, установленный Комплексным планом мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации;

- основной причиной высокого износа тепловых сетей являются недостаточные объемы перекладки тепловых сетей, связанные с недофинансированием отрасли;

- применение устаревших тепловых схем индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), не предусматривающих автоматического регулирования нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха. Как правило, доля автоматизированных ИТП в централизованных системах теплоснабжения городов России не превышает 30%;

- наибольшая повреждаемость тепловых сетей наблюдается для диаметров менее 200 мм (см. таблицу 1.6).

Таблица 1.6 - Удельная повреждаемость тепловых сетей в 2022 году, ед./км [1]

| Всего | | до 200 мм | от 200 мм до 400 мм | от 400 мм до 600 мм | свыше 600 мм |
|--------------|--------------|--------------|---------------------|---------------------|--------------|
| РФ | 0,022 | 0,024 | 0,021 | 0,011 | 0,003 |
| ЦФО | 0,016 | 0,017 | 0,021 | 0,011 | 0,004 |
| СЗФО | 0,022 | 0,024 | 0,021 | 0,003 | 0,002 |
| ЮФО | 0,010 | 0,010 | 0,014 | 0,008 | 0,004 |
| СКФО | 0,062 | 0,059 | 0,064 | 0,119 | 0,392 |
| ПФО | 0,035 | 0,039 | 0,037 | 0,011 | 0,001 |
| УФО | 0,022 | 0,028 | 0,010 | 0,009 | 0,001 |
| СФО | 0,021 | 0,026 | 0,012 | 0,010 | 0,001 |
| ДФО | 0,012 | 0,012 | 0,011 | 0,014 | 0,004 |

Основной причиной сверхнормативных потерь тепловой энергии является то, что на подающих и обратных трубопроводах частично утрачена теплоизоляция, частично или полностью отсутствует покровный слой, изоляция намокает под воздействием атмосферных осадков и выходящих на поверхность грунтовых вод.

Например, суммарные сверхнормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях г. Ульяновска (по данным энергетического обследования) составляли 13303,6 кВт или 11,439 Гкал/ч. С учетом нормативной продолжительности работы тепловых сетей 350 дней в году потенциал энергосбережения - 96 087,6 Гкал в год [7].

Кроме потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов сетевой воды существенную долю составляют потери теплоносителя. По данным Минэнерго России сменяемость сетевой воды в тепловых сетях из-за утечек происходит 18 раз в год. В Финляндии аналогичный показатель на порядок ниже [5].

Помимо низкой энергетической эффективности систем транспорта теплоносителя в ряде систем теплоснабжения стали возникать проблемы с качеством воды, используемой для целей горячего водоснабжения (ГВС), связанные с появлением гнилостного сероводородного запаха. С подобной проблемой столкнулись жители района Дальнее Засвияжье г. Ульяновска, Автозаводского районов г. Нижнего Новгорода и г. Тольятти.

В ходе проведенных обследований систем теплоснабжения г. Ульяновска, г. Нижнего Новгорода и г. Тольятти было установлено, что причиной неприятного запаха является так называемое сульфидное бактериологическое загрязнение, обусловленное появлением в сетевой воде анаэробных, относительно термофильных (до 85 °С), сульфатредуцирующих бактерий и микроорганизмов группы железобактерий [8].

Эти бактерии приводят к образованию отложений и нередко к весьма интенсивной локальной коррозии элементов систем теплоснабжения [9]. По данным G. Booth [9] более 50 % коррозионных повреждений металлических трубопроводов обусловлено деятельностью бактерий. В системе теплоснабжения Белгорода, например, в 90-е годы приходилось наблюдать биологическую язвенную коррозию даже, казалось бы, коррозионностойких во всех остальных случаях чугунных радиаторов отопления. Наблюдалось также ощутимое снижение теплопередающих свойств радиаторов отопления из-за забивания их продуктами жизнедеятельности бактерий.

Кроме того, существенно ухудшаются органолептические показатели качества сетевой воды. Вода приобретает гнилостный запах, поскольку продуктом деятельности сульфатредуцирующих бактерий является сероводород, и становится непригодной для горячего водоснабжения. Особенно актуальна эта проблема для систем с открытым разбором сетевой воды для горячего водоснабжения. В закрытых системах она проявляется при негерметичности подогревателей горячего водоснабжения, через неплотности трубных пучков которых происходит переток сетевой воды в трубопроводы горячей воды [8].

Основными причинами развития в тепловых сетях сульфатредуцирующих бактерий и железобактерий являются значительное биологическое загрязнение исходной воды для подпитки теплосети, определяемое по окисляемости воды, и низкая скорость движения сетевой воды в элементах системы теплоснабжения.

Проведенные с использованием программно-расчетного комплекса ZuluThermo (ПРК ZuluThermo) гидравлические расчеты трубопроводов системы теплоснабжения Дальнего Засвияжья г. Ульяновска показали, что скорость

сетевой воды не превышает 0,5 м/с, что в несколько раз меньше оптимальной скорости.

Для исключения бактериологического загрязнения систем теплоснабжения были разработаны мероприятия по очистке трубопроводов и оборудования системы теплоснабжения от продуктов жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий и железобактерий, а также по улучшению качества сетевой воды путем организации гидравлического и водно-химического режима, исключающего бактериологическое загрязнение тепловых сетей, в том числе за счет организации оптимальной скорости теплоносителя, обеспечивающей естественный смыв бактерий со стенок трубопроводов и оборудования.

Таким образом, сокращение отпуска теплоты от ТЭЦ привело к значительному снижению объема теплоносителя, циркулирующего по трубопроводам теплосети, спроектированным для пропуска существенно больших расходов сетевой воды. Именно это обстоятельство способствует бактериологическому загрязнению сетевой воды как открытых, так и закрытых систем централизованного теплоснабжения.

1.4. Оценка эффективности использования преимуществ внутренней теплофикации

1.4.1. Анализ тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ, восполняющих потери сетевой воды из трубопроводов теплосети

Как было сказано выше, особенностью отечественной энергетики является высокая степень централизации теплоснабжения. Основными источниками теплоты являются теплоэлектроцентрали, суммарная электрическая мощность которых составляет более 30 % мощности тепловых электростанций страны. Для централизованного теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей применяются отопительные, а также промышленно-отопительные ТЭЦ, в состав

которых, как правило, входят теплофикационные паровые турбины с двух- и трехступенчатым подогревом сетевой воды (турбины типа Т и ПТ).

Подготовка добавка подпиточной воды, восполняющего потери сетевой воды из трубопроводов теплосети, осуществляется в водоподготовительных установках ТЭЦ (ВПУ ТЭЦ), производительность которых существенно зависит от типа системы теплоснабжения (закрытая или открытая). Наибольшие трудности с организацией надежной и экономичной работы водоподготовки возникают на ТЭЦ с открытыми системами теплоснабжения, поскольку помимо восполнения незначительных утечек сетевой воды из трубопроводов теплосети необходимо компенсировать расход воды системами горячего водоснабжения. Например, на ТЭЦ Санкт-Петербурга, Екатеринбурга и ряда других городов с крупными открытыми системами теплоснабжения расход подпиточной воды теплосети достигает 4000 - 6000 м³/ч. Тепловая схема и температурный режим водоподготовки при таких больших расходах существенно влияет на эффективность внутренней теплофикации. Под внутренней теплофикацией понимается выработка электроэнергии на тепловом потреблении за счет отборов пара турбин на подогрев внутростанционных потоков теплоносителя.

В отечественной и зарубежной теплоэнергетике основным средством противокоррозионной обработки воды на тепловых электростанциях служит термическая деаэрация - удаление растворенных коррозионно-активных газов (в основном кислорода O₂ и диоксида углерода CO₂).

Деаэраторы являются основной и, как правило, завершающей ступенью водоподготовительных установок ТЭЦ.

До 70-х годов XX века на ТЭЦ дегазация подпиточной воды теплосети осуществлялась преимущественно в деаэраторах атмосферного давления. Весь цикл подготовки подпиточной воды теплосети с использованием атмосферных деаэраторов осуществлялся по следующей схеме [10]:

- химическое умягчение исходной сырой воды в установках химводоочистки;

- подогрев умягченной воды после химводоочистки в пароводяных подогревателях до температуры 95 - 100 °С;
- термическая деаэрация умягченной воды в атмосферных деаэраторах;
- охлаждение деаэрированной подпиточной воды теплосети в водоводяных теплообменниках до 70 °С с последующим ее аккумулярованием в баках-аккумуляторах.

Широкое применение централизованных систем теплоснабжения с открытым водоразбором обусловило необходимость подготовки на ТЭЦ значительных объемов подпиточной воды, достигающих для крупных станций нескольких тысяч тонн в час. В этой связи применение атмосферных деаэраторов в схемах водоподготовительных установок, восполняющих потери сетевой воды из трубопроводов теплосети, выявило серьезные недостатки:

- значительные потери конденсата греющего пара;
- снижение экономичности и усложнение тепловой схемы ТЭЦ при использовании турбин со ступенчатым подогревом сетевой воды;
- необходимость установки подогревателей на недеаэрированной воде приводит к их интенсивной коррозии и снижает надежность и экономичность установки;
- значительные габариты деаэрационной установки вследствие расположения под колонкой бака-аккумулятора, который при наличии группового аккумуляторного бака можно исключить из схемы;
- отсутствие деаэрационных колонок атмосферного давления производительностью выше 300 м³/ч вынуждает устанавливать большое число таких колонок на одной станции.

Преодолеть указанные недостатки позволило внедрение вакуумных деаэраторов, причем на ТЭЦ с открытыми системами теплоснабжения наибольшее распространение получили аппараты горизонтального типа производительностью 400, 800 и 1200 м³/ч, разработанные научно-производственным объединением по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова (НПО ЦКТИ). Следует

отметить, что в настоящее время атмосферные деаэраторы используются, как правило, только на ТЭЦ с закрытыми системами теплоснабжения, где величина добавков подпиточной воды составляет несколько сот тонн в час.

Поскольку наиболее широкое применение в схемах подготовки подпиточной воды теплосети получили струйно-барботажные вакуумные деаэраторы, то при дальнейшем рассмотрении технологий подогрева и термической деаэрации основное внимание будет уделено совершенствованию тепловых схем с установкам данного типа.

При рассмотрении тепловых схем особое внимание уделяется температурным режимам водоподготовки, определяющих как эффективность десорбции коррозионно-активных газов, так и экономичность энергоустановки. В настоящее время на ВПУ ТЭЦ при подготовке подпиточной воды теплосети наиболее часто применяется следующий температурный режим [11, 12]:

1. Температура подогрева исходной сырой воды перед декарбонизацией и химическим умягчением составляет $t_{d,k} = t_{x.o.g} = 30 - 40$ °С;
2. Температура греющего агента, в качестве которого используется перегретая подпиточная или сетевая вода, составляет $t_{2.a} = 90 - 100$ °С;
3. Нагрев обрабатываемой воды в самом вакуумном деаэраторе – $\Delta t = 10 - 20$ °С;
4. Температура деаэрированной подпиточной воды после вакуумного деаэратора – $t_{d.g} = 50 - 55$ °С.

Таким образом, тепловая нагрузка водоподготовительной установки включает в себя затраты теплоты на подогрев исходной воды перед умягчением и декарбонизацией, в ряде случаев химически очищенной воды перед вакуумной деаэрацией, а также перегретой воды, используемой в качестве греющего агента при вакуумной деаэрации.

Отечественные ТЭЦ с применением вакуумных деаэраторов были спроектированы и построены во второй половине прошлого века. При проектировании электростанций, как правило, уделялось недостаточное внимание энергоэффективному покрытию тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ, что было

обосновано относительно низкой стоимостью топливно-энергетических ресурсов. В этой связи на большинстве ТЭЦ имеются значительные резервы повышения тепловой экономичности, связанные с совершенствованием тепловых схем водоподготовительных установок. Далее рассмотрим типовые схемы покрытия тепловых нагрузок ВПУ, применяемые на отечественных теплоэлектроцентралях.

Ниже представлены типовые варианты схем подогрева исходной и химически очищенной воды.

Вариант 1. Во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин [13] (см. рисунок 1.11). Температура исходной воды зависит от сезонных изменений пропуска пара в конденсаторы и колеблется в пределах $10 - 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, т.е. недостаточна для работы водоподготовительной установки.

Схема предложена в начальный период освоения вакуумных деаэраторов при отсутствии достаточных данных о температурных режимах их работы.

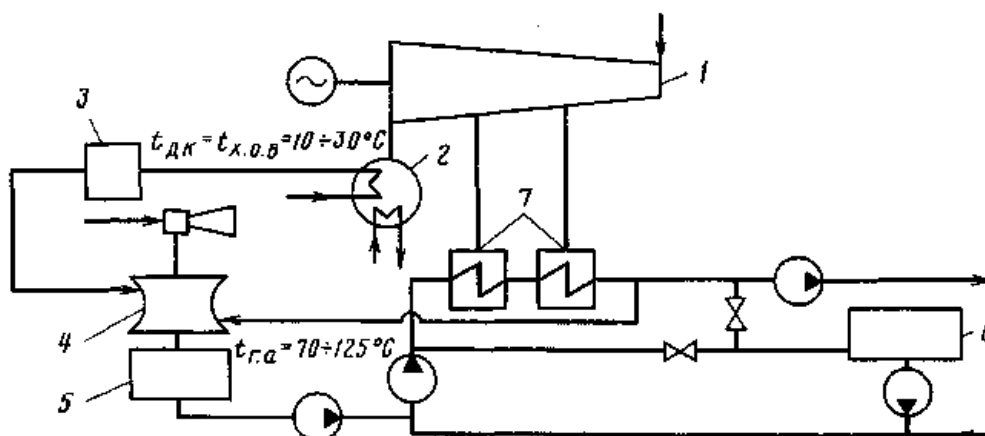


Рисунок 1.11 - Типовая схема вакуумного деаэратора подпиточной воды теплосети: 1 - теплофикационная паровая турбина с двумя отопительными отборами; 2 - встроенный пучок конденсатора; 3 - химводоочистка; 4 - вакуумный деаэратор; 5 - промежуточная емкость; 6 - бак-аккумулятор; 7 - сетевые подогреватели

Вариант 2. В последовательно соединенных конденсаторах турбин, переведенных на режим работы по графику тепловых нагрузок [14]. Схема высокоэкономичная, однако сложна в эксплуатации и имеет ограниченную область применения, т.к. в настоящее время электростанции работают по электрическому графику нагрузок [15].

Вариант 3. Во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин с регулируемым поддержанием температуры $t_{u.г} = t_{d.к} = 30 - 35 \text{ } ^\circ\text{C}$ за пучками и в пароводяных или водоводяных теплообменниках, на которые подается пар верхнего отопительного отбора турбин либо прямая сетевая вода. Работоспособность этого варианта значительно выше, чем варианта 1, однако использование отопительных отборов, жестко связанных со встроенными в турбоустановку сетевыми подогревателями, для внешних теплообменников запрещается или строго ограничивается инструкциями турбостроительных заводов. В случае же дополнительного нагрева исходной воды в водоводяных теплообменниках в теплое время года возникают трудности из-за понижения температуры прямой сетевой воды.

Вариант 4. Во встроенных пучках конденсаторов и в пароводяных теплообменниках, подключенных к отопительному отбору турбины типа ПТ-60-130/13 или аналогичных типов, не связанному жестко с сетевыми подогревателями (см. рисунок 1.12).

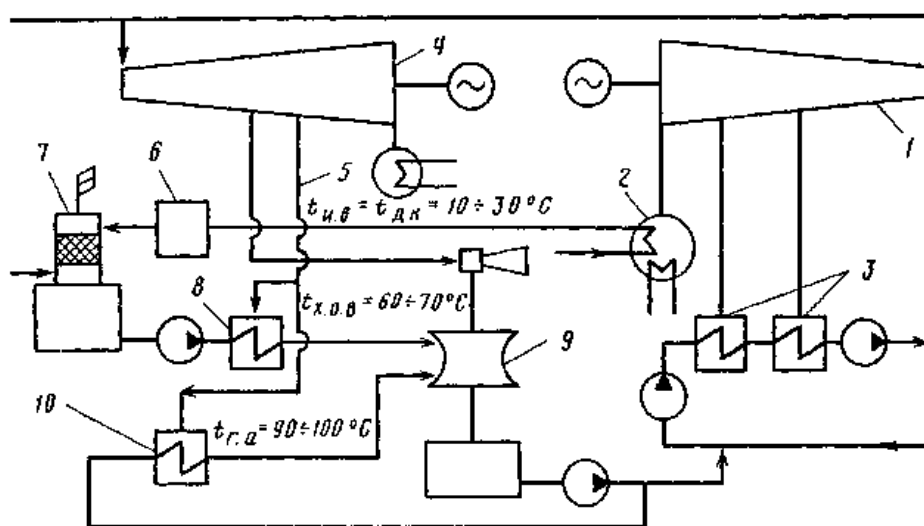


Рисунок 1.12 - Схема подогрева подпиточной воды паром отопительного отбора турбины типа ПТ-60-130/13: 1 – теплофикационная паровая турбина с двумя отопительными отборами; 2 – встроенный пучок конденсатора; 3 – сетевые подогреватели; 4 – паровая турбина типа ПТ-60-130/13; 5 – регулируемый отопительный отбор; 6 – химическая очистка; 7 – декарбонизатор; 8 – подогреватель химически очищенной воды; 9 – вакуумный деаэратор; 10 – подогреватель греющего агента

Давление в отопительном отборе турбины типа ПТ-60-130/13 поддерживается постоянным, что гарантирует стабильное поддержание требуемого значения $t_{u.6}$ при достаточно высокой экономичности. Эта схема подогрева исходной и химически очищенной воды широко используется на различных ТЭЦ. К сожалению, рассматриваемый вариант неприменим на относительно новых электростанциях, построенных с конца 70-х до начала 90-х годов XX века, из-за снятия турбин типа ПТ-60-130/13 и ее аналогов с производства.

Серийное производство модернизированной турбины типа ПТ-65/75-130/13, при изготовлении которой использован цилиндр высокого давления турбины ПТ-80-130/13, было возобновлено на ЛМЗ в начале 90-х годов [16, 17]. Следует отметить, что на других серийно выпускаемых теплофикационных турбинах, имеющих ступенчатый подогрев сетевой воды, отсутствуют не связанные с сетевыми подогревателями отопительные отборы, что затрудняет использование пара этих отборов для подогрева различных низкотемпературных потоков.

Вариант 5. Во встроенных пучках конденсаторов и пароводяных теплообменниках, подключенных к производственному отбору пара. Схема неэкономична, однако вынужденно применяется на электростанциях из-за отсутствия источников пара меньшего потенциала. Наиболее распространена на относительно новых ТЭЦ, построенных с конца 70-х до начала 90-х годов XX века [18].

Вариант 6. Подмешиванием к исходной или химически очищенной воде горячей сетевой воды. Подогрев таким способом исходной воды может повысить массообменную эффективность аппаратов водоподготовки [19], однако при этом существенно ограничивается их производительность и возрастают расходы на перекачку воды. Вариант приемлем как временное решение, например на период ремонта турбины, паром которой снабжаются подогреватели водоподготовительной установки.

При подогреве греющего агента для вакуумных деаэраторов подпиточной воды теплосети на электростанциях используются, как правило, четыре типовых варианта.

Вариант 1. В качестве греющего агента применяется сетевая вода из подающей магистрали – вариант, предусмотренный типовой схемой (см. рисунок 1.13). Схема не требует дополнительных теплообменников для нагрева греющего агента, однако не обеспечивает стабильности температурного режима деаэрации из-за сезонных колебаний температуры прямой сетевой воды. В теплое время года эта температура недостаточна для использования прямой сетевой воды в качестве греющего агента. Так, в условиях средней полосы России сетевая вода не может применяться в качестве греющего агента без дополнительного подогрева в течение 250 - 280 суток в год. Помимо сезонных колебаний, температура прямой сетевой воды изменяется также в течение отопительного периода. Так, в переходные периоды, при потеплениях, температура прямой сетевой воды может опускаться ниже 90 °С, что недостаточно для надежной работы вакуумного деаэратора.

Вариант 2. Схема такая же, как в предыдущем варианте. Для повышения температуры прямой сетевой воды, используемой в качестве греющего агента, в летний период искусственно повышается давление в отопительных отборах турбин, что связано с ухудшением тепловой экономичности ТЭЦ [20].

Вариант 3. Дополнительный подогрев используемой в качестве греющего агента сетевой или подпиточной воды до температуры 90 - 100 °С производится в пароводяных теплообменниках паром отопительного отбора постоянного давления, не связанного с подогревателями сетевой воды (см. рисунок 1.12). Этот способ обеспечивает стабильный и экономичный подогрев греющего агента, но не применяется на новых электростанциях из-за прекращения производства турбин с независимым отопительным отбором пара.

Вариант 4. Дополнительный подогрев греющего агента осуществляется паром производственного отбора. При определенных условиях этот вариант может быть выгоднее варианта 2, однако в общем случае применение пара

высокопотенциального производственного отбора для подогрева теплоносителей водоподготовительной установки нельзя признать оправданным.

Проведенный анализ описанных выше вариантов покрытия тепловых нагрузок ВПУ показывает, что применяемые на многих отечественных ТЭЦ типовые схемы полностью не удовлетворяют требованиям достаточности, стабильности и экономичности подогрева потоков подпиточной воды теплосети. В связи с этим весьма актуален поиск технических решений, которые позволили бы создать оптимальные условия подогрева исходной воды и греющего агента при использовании низкопотенциальных отборов серийно выпускаемых теплофикационных паровых турбин.

Следует отметить, для оптимизации тепловых схем ВПУ ТЭЦ с расходами обрабатываемой воды, измеряющимися тысячами тонн в час, проф. Шараповым В.И. были предложены новые энергоэффективные тепловые схемы. В работе [21] проф. Шараповым В.И. научно обоснованы усовершенствованные тепловые схемы водоподготовительных установок ТЭЦ с применением сетевых подогревателей турбин. Ниже представлено описание основных технических решений, предложенных В.И. Шараповым.

На ТЭЦ, подключенных к крупным открытым системам теплоснабжения со средним расходом подпиточной воды $G > 2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, целесообразно выделять одну из теплофикационных турбин специально для покрытия тепловых нагрузок водоподготовки. Наиболее удачно эта идея реализуется при использовании схем, изображенных на рисунке 1.13 - 1.16. Предложенная тепловая схема успешно используется на Южной ТЭЦ Ленэнерго.

Представленные на рисунках 1.13 - 1.16 основные способы покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок подпитки теплосети обеспечивают стабильный и высокоэкономичный подогрев обрабатываемой воды с расходами несколько тысяч тонн в час. Однако они неприменимы в установках с относительно небольшим расходом подпиточной воды, так как незагруженность сетевых подогревателей турбин приводит к значительному снижению экономичности теплофикационной установки. Кроме того, по техническим

условиям завода-изготовителя расход нагреваемой среды через сетевой подогреватель (ПСГ-1300) должен составлять не менее 1600 м³/ч, что также ограничивает сферу применения предложенных в [21] решений.

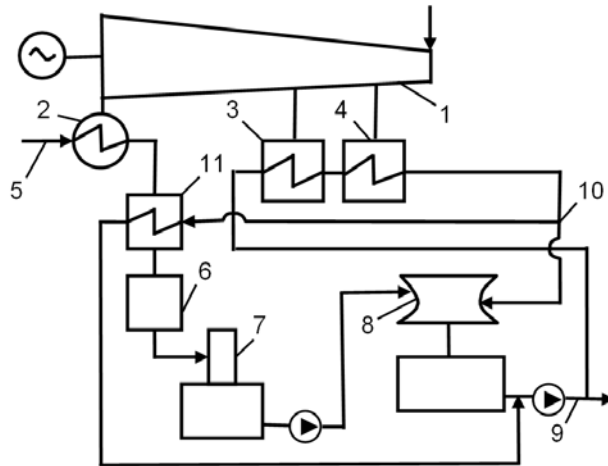


Рисунок 1.13 - Схема подогрева греющего агента для вакуумных деаэраторов и водоводяных подогревателей исходной воды в сетевых подогревателях [22, 23]: 1 – турбина; 2 – конденсатор; 3 и 4 – нижний и верхний сетевые подогреватели; 5 – трубопровод исходной воды; 6 – узел умягчения; 7 – декарбонизатор; 8 – вакуумный деаэратор; 9 и 10 – трубопроводы подпитки теплосети и греющего агента; 11 – водоводяной подогреватель

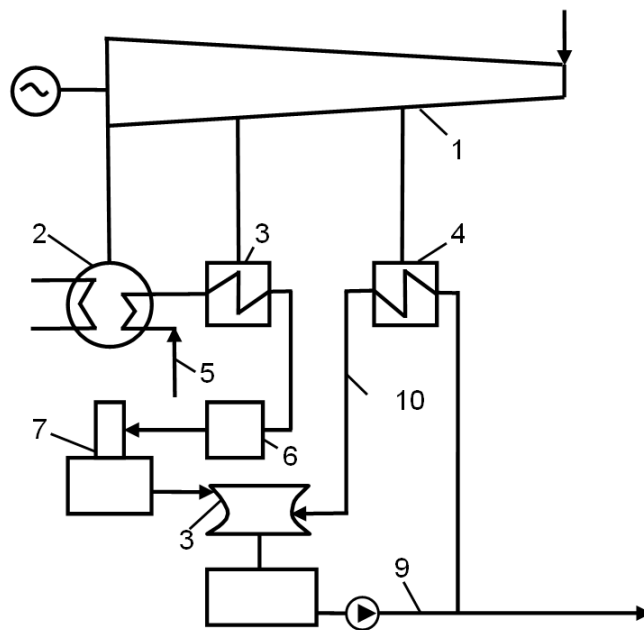


Рисунок 1.14 - Схема подогрева исходной воды в нижнем, а греющего агента – в верхнем сетевых подогревателях [24]: 1 - 10 обозначения те же, что на рисунке 1.13

Таким образом, актуальной задачей является совершенствование технологий подогрева и термической деаэрации малых и средних по величине потоков подпиточной воды теплосети (300 – 1500 м³/ч) за счет наиболее полного использования преимуществ внутренней теплофикации и применения низкопотенциальных отборов пара теплофикационных турбин. Значительные резервы повышения тепловой экономичности, связанные с совершенствованием тепловых схем водоподготовительных установок, могут быть реализованы на ТЭЦ-130.

1.4.2. Анализ тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ, восполняющих потери пара и конденсата из цикла станции

В состав всех ТЭЦ, независимо от вида тепловой нагрузки, входят водоподготовительные установки, обеспечивающие восполнение потерь воды из конденсатно-питательного тракта электростанции. Эти потери компенсируются добавочной питательной водой, качество которой в зависимости от параметров пара регламентируется нормами [13]. Кроме того, потери пара и конденсата электростанций разделяются на внутренние и внешние. К первым относятся потери (утечки) теплоносителя из конденсатно-питательного тракта через неплотности в трубопроводах, арматуре и оборудовании. Данные потери незначительны и составляют для отопительных ТЭЦ 1,2 % от расхода пара на турбины и 1,6 % на ТЭЦ с производственно-отопительной нагрузкой. Внешние потери теплоносителя имеют место только на ТЭЦ с отпуском технологического пара внешним потребителям: они обусловлены загрязнением и потерей пара и конденсата у потребителей. Доля внешних потерь составляет 15 - 70 % расхода отборного пара и зависит от отрасли промышленности и технологической схемы предприятия. Таким образом, для промышленно-отопительных ТЭЦ, обеспечивающих технологическим паром крупные химические производства, расход добавочной питательной воды достигает тысячи тонн в час и более. В этой связи недооценка способов покрытия тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ,

восполняющих потери пара и конденсата, оказывает существенное влияние на экономичность тепловой электростанции.

Рассмотрим основные способы подготовки добавочной питательной воды паровых котлов, получившие наибольшее распространение на отечественных ТЭЦ.

Для питания паровых котлов высокого давления требуется добавочная вода, в которой практически отсутствуют все соли и коррозионно-активные газы, прежде всего кислород и диоксид углерода. Обеспечение требуемого качества добавочной питательной воды на крупных промышленно-отопительных ТЭЦ осуществляется, как правило, по следующей схеме водоподготовки:

1. Предварительная очистка воды в осветлителях.
2. Окончательная химическая обработка воды в специальных ионообменных фильтрах с получением обессоленной воды.
3. Двухступенчатая термическая деаэрация обессоленной воды. Первая ступень в атмосферных или вакуумных деаэраторах добавочной питательной воды, а вторая (окончательная) – в деаэраторах повышенного давления.

Требуемое качество добавочной питательной воды главным образом зависит от схемы подогрева и термической деаэрации. До недавнего времени деаэрация добавочной питательной воды производилась, как правило, только в деаэраторах атмосферного типа при температуре более 100 °С. Однако недостатки, присущие атмосферным деаэраторам: малая единичная производительность, пониженная экономичность, особенно ощутимая при подготовке больших объемов добавочной воды, - привели к распространению в схемах деаэрации добавочной питательной воды вакуумных аппаратов.

Наиболее распространенными на сегодняшний день вакуумными деаэраторами являются разработанные НПО ЦКТИ струйно-барботажные аппараты вертикального типа производительностью 5 - 300 м³/ч и горизонтального типа производительностью 400, 800 и 1200 м³/ч.

Поскольку в тепловых схемах ВПУ ТЭЦ, восполняющих потери пара и конденсата из цикла станции, в качестве установок для десорбции растворенных

коррозионно-активных газов в равной степени используются как атмосферные, так и вакуумные деаэраторы добавочной питательной воды, при дальнейшем рассмотрении технологий подогрева и термической деаэрации внимание будет уделено обеим установкам.

Схемы атмосферной деаэрации добавочной питательной воды

Вода для подпитки паровых котлов на теплоэлектроцентралях проходит несколько стадий подогрева: до обессоливания; перед вакуумной или атмосферной термической деаэрацией; перед подачей в деаэраторы повышенного давления.

В соответствии со стандартом [28] для достижения нормативного качества атмосферной деаэрации воды необходимо поддерживать следующий температурный режим. Температура обрабатываемой воды должна составлять 55 - 95 °С, нагрев воды в деаэраторе 10 - 50 °С, минимальное давление греющего пара не должно быть ниже 0,12 - 0,15 МПа, температура деаэрированной воды равна температуре насыщения, соответствующей давлению в деаэрационной колонке (как правило 104,3 °С). Кроме того, для обеспечения необходимого для эффективной дегазации воды температурного режима нужно осуществлять подогрев исходной добавочной воды.

Наиболее распространенным для ТЭЦ с атмосферными деаэраторами является подогрев потоков добавочной питательной воды паром теплофикационного отбора (см. рисунок 1.17) [10], обычно от турбин типа ПТ-60-130/13.

Деаэрированная вода после атмосферного деаэратора поступает в тракт основного конденсата турбин типа ПТ после второго по ходу основного конденсата подогревателя низкого давления (ПНД). Греющей средой в деаэраторе служит пар отопительного отбора. Этот пар является одним из самых низкопотенциальных источников теплоты на тепловой электростанции, поэтому для подогрева исходной добавочной питательной воды перед деаэрацией также целесообразно использовать пар данного отбора.

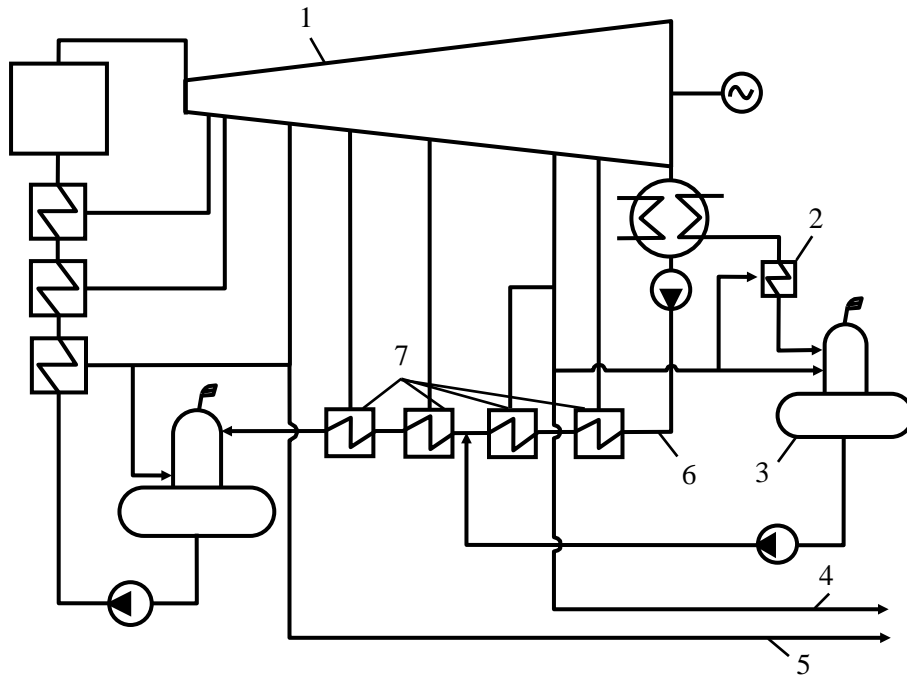


Рисунок 1.17 - Схема деаэрации добавочной питательной воды на ТЭЦ с турбинами ПТ-60-130/13 или их аналогами: 1 - турбина; 2 - подогреватель исходной добавочной питательной воды; 3 - атмосферный деаэратор добавочной питательной воды; 4 - паропровод отопительного отбора; 5 - паропровод производственного отбора; 6 - тракт основного конденсата турбин; 7 - подогреватели низкого давления

Турбина типа ПТ-60-130/13 являлась одной из наиболее распространенных в стране, поэтому описанная технология дегазации воды широко используется на различных ТЭЦ. Отличительной особенностью паротурбинной установки типа ПТ-60-130/13 является отсутствие жесткой связи отопительного отбора с сетевыми подогревателями, благодаря чему удается использовать этот низкопотенциальный источник теплоты для экономичного покрытия тепловых нагрузок водоподготовки. Однако из-за снятия с производства турбин типа ПТ-60-130/13 и ее аналогов этот вариант не применялся на электростанциях, построенных с конца 70-х до начала 90-х годов XX века. Ситуация также усугубляется непрерывным старением энергетического оборудования, в частности доля турбин типа ПТ-60-130/13, отработавших парковый ресурс (220 тыс. часов), составляет более 70 % из-за чего экономичные схемы покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок вынужденно заменяются менее экономичными. В этой связи на многих отечественных тепловых

электростанциях в качестве греющего агента и для атмосферных деаэраторов, и для подогревателей исходной добавочной питательной воды применяется пар производственного отбора. Использование пара столь высокого потенциала для подогрева теплоносителей водоподготовительной установки нельзя признать оправданным.

Анализ показывает, что на отечественных станциях схемы включения атмосферных деаэраторов добавочной питательной воды имеют значительные резервы для их совершенствования. В первую очередь это связано с их низкой экономичностью из-за нерационального использования низкопотенциальных источников для подогрева теплоносителей перед деаэрацией.

Схемы вакуумной деаэрации добавочной питательной воды

Обработка воды в вакуумных деаэраторах открывает возможности существенного повышения экономичности тепловых электростанций за счет эксплуатации вакуумных деаэрационных установок с пониженной температурой теплоносителей для обеспечения максимальной загрузки низкопотенциальных отборов пара турбин. Однако анализ существующих и проектируемых схем подогрева добавочной воды на ряде ТЭЦ показывает, что они в большинстве случаев далеки от оптимальных.

Реализуемая в представленной на рисунке 1.18 типовой схеме включения вакуумного деаэратора в цикл подготовки добавочной питательной воды [10] технология предусматривает подогрев исходной воды 1 перед химводоочисткой 2 и вакуумным деаэратором 3 до температуры $t_{u.с} = t_{x.o.с} = 25 - 30$ °С в пароводяном подогревателе 4, подключенном к отопительному отбору пара турбины 5, и в охладителе производственного конденсата 6. В качестве греющего агента в деаэратор подается охлажденный до температуры $t_{2.a} = 55 - 60$ °С производственный конденсат 7, прошедший конденсатоочистку. При недостаточном количестве конденсата предусмотрена подача в вакуумный деаэратор 3 пара производственного отбора 8. Деаэрированная вода направляется в трубопровод основного конденсата 9 и подогревается в системе регенерации турбины.

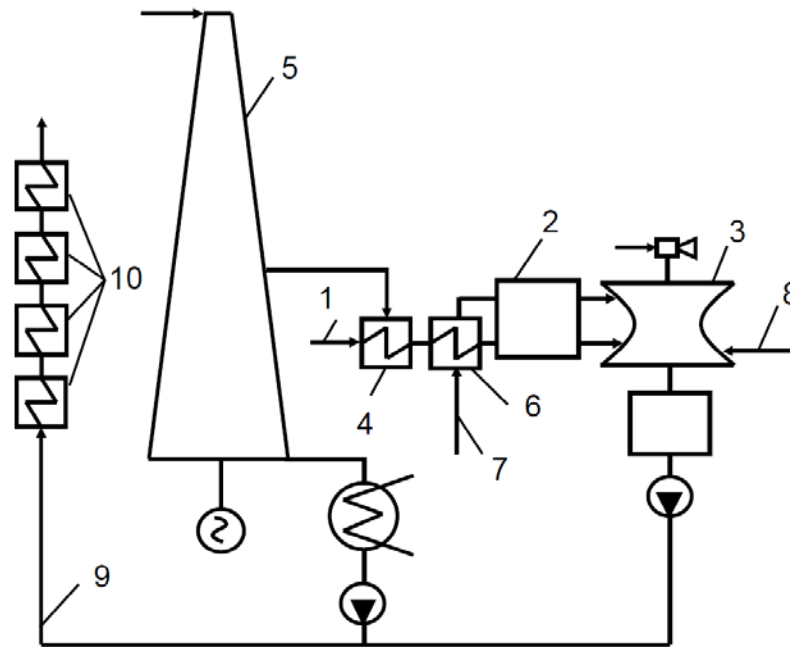


Рисунок 1.18 - Традиционная технология вакуумной деаэрации добавочной питательной воды с использованием в качестве греющего агента производственного конденсата и пара производственного отбора: 1 - трубопровод исходной воды; 2 - химводоочистка; 3 - вакуумный деаэрактор; 4 - пароводяной подогреватель; 5 - турбина; 6 - охладитель производственного конденсата; 7 - трубопровод производственного конденсата; 8 - паропровод пара производственного отбора; 9 - тракт основного конденсата турбины типа ПТ; 10 - регенеративные подогреватели низкого давления

Недостатком типовой технологии является использование в качестве греющего агента производственного конденсата, т.к. его применение не позволяет обеспечить эффективную вакуумную деаэрацию добавочной питательной воды из-за низкой температуры, что существенно понижает надежность работы тепловой электрической станции. Кроме того, возврат конденсата от потребителей, как правило, не достигает проектных значений, поэтому на большинстве ТЭЦ основным греющим агентом является пар производственного отбора.

Использование в качестве греющей среды пара производственного отбора с давлением 0,6 МПа и более понижает экономичность работы станции из-за того, что теплота, полученная добавочной водой от пара высокого потенциала, вытесняет в регенеративных подогревателях низкого давления теплоту

низкопотенциальных регенеративных отборов турбины, также не следует забывать о почти двукратном снижении удельной выработки электроэнергии паром производственного отбора в сравнении с отопительным отбором.

При расходах, превышающих допустимый пропуск через подогреватели низкого давления и при использовании турбин с противодавлением, не имеющих ПНД типовая технология вакуумной деаэрации воды не позволяет обеспечить достаточный подогрев добавочной питательной воды перед деаэратором повышенного давления.

Таким образом, традиционная технология деаэрации добавочной питательной воды не обеспечивает надежной и экономичной работы тепловой электростанции, а также не позволяет в полной мере использовать возможности применения для деаэрации дешевых низкопотенциальных источников теплоты.

Анализ рассмотренных вариантов показывает, что, несмотря на существование достаточно экономичных схем обеспечения тепловых нагрузок водоподготовительных установок с использованием теплофикационных турбин типа ПТ-60-130/13, в подавляющем большинстве применяются гораздо менее экономичные решения с использованием производственного отбора, а следовательно, имеются значительные резервы для повышения тепловой экономичности.

Предложенные проф. Шараповым В.И. высокоэкономичные технологии обеспечения тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ с применением сетевых подогревателей турбин [21] предназначены для установок с весьма большими расходами добавочной питательной воды, измеряемыми тысячами тонн в час. Для ТЭЦ с малой и средней производительностью водоподготовительных установок экономичные решения, применимые на большинстве электростанций, отсутствуют.

По результатам оценки эффективности использования преимуществ внутренней теплофикации можно констатировать, что независимо от типа применяемых деаэраторов (атмосферные или вакуумные), а также вида водоподготовительной установки (подготовка добавочной питательной воды

котлов или подпиточной воды теплосети) для существующих схем ВПУ ТЭЦ характерны существенные потери энергоэффективности, связанные с нерациональным покрытием тепловых нагрузок этих установок.

При проектировании электростанций, как правило, уделялось недостаточное внимание энергоэффективному покрытию тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ, что было обосновано относительно низкой стоимостью топливно-энергетических ресурсов.

Основным фактором, понижающим экономичность ВПУ и ТЭЦ в целом, является практически повсеместное использование в схемах подогрева подпиточной и добавочной питательной воды высокопотенциальных отборов пара.

Таким образом, задачей дальнейшего исследования является разработка достаточно универсальных и высокоэкономичных технологий обеспечения тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ за счет использования низкопотенциальных источников теплоты для замещения пара производственного отбора и других низкоэффективных теплоносителей.

1.5. Анализ возможностей использования ТЭЦ в городском коммунальном хозяйстве

В советское время основной задачей теплоэлектроцентралей было надежное обеспечение электрической и тепловой энергией производственных и коммунально-бытовых потребителей. Очень часто ТЭЦ строились совместно с крупными промышленными предприятиями и входили в их состав. Примерами могут служить следующие электростанции: Ульяновская ТЭЦ-1, построенная совместно с Ульяновским автомобильным заводом; Ульяновская ТЭЦ-2, обеспечивающая крупнейшее в России авиастроительное предприятие филиал ПАО «Ил – Авиастар»; ТЭЦ Горьковского автомобильного завода (АТЭЦ, г. Нижний Новгород); ТЭЦ Волжского автомобильного завода (ТЭЦ ВАЗа, г. Тольятти) и т.д.

Переход страны на рыночные отношения обусловил необходимость обеспечения рентабельности производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ и получения коммерческой прибыли.

По результатам реформирования электроэнергетики в России были созданы теплоэнергетические компании, обеспечивающие централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ. На сегодняшний день крупнейшими теплоэнергетическими компаниями являются: ПАО «ИНТЕР РАО»; ПАО «Т Плюс»; ООО «Газпром энергохолдинг»; АО «ЕВРОСИБЭНЕРГО»; ПАО «ТГК-2»; АО «Квадра»; ПАО «ФОРВАРД ЭНЕРГО»; ООО «Сибирская генерирующая компания»; АО «Татэнерго»; ООО «Тверская генерация».

В связи с потерей промышленной тепловой нагрузки в виде пара и уходом части потребителей на теплоснабжение от собственных котельных отпуск теплоты от ТЭЦ за период с 1992 по 2013 гг. сократился почти в 1,5 раза. Благодаря принимаемым мерам за последнее десятилетие в отрасли централизованного теплоснабжения удалось стабилизировать негативную тенденцию отказа от подключения к ТЭЦ и перехода на теплоснабжение от собственных котельных. Однако, следует констатировать, что на многих ТЭЦ продолжает наблюдаться ежегодное снижение отпуска теплоты в размере 1,5 – 2 %.

Ситуация также осложняется условиями работы ТЭЦ на ОРЭМ, не позволяющими эксплуатировать теплофикационное оборудование с максимальной тепловой экономичностью (по тепловому графику).

В сложившихся условиях при оптимизации ТЭЦ все чаще рассматриваются проекты с отказом от восстановления паркового ресурса теплофикационных турбин и переводом тепловой нагрузки на водогрейные котлы.

Учитывая термодинамические преимущества комбинированной выработки электрической и тепловой энергии отказ от теплофикации с переходом на отдельную выработку нельзя назвать оправданным.

Кроме того, сложившаяся военно-политическая обстановка в мире также обуславливает необходимость сохранения и развития ТЭЦ, находящихся в центре

нагрузок. Дефицит генерации электроэнергии в крупных городах, при повреждении линий связи с энергосистемой, может негативно отразиться на надежности электроснабжения оборонных предприятий и населения.

По мнению автора, использование городских ТЭЦ только для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в современных условиях является недостаточным. Совместное производство тепловой и электрической энергии, а также продукции и услуг, необходимых в сфере жилищно-коммунального хозяйства, позволяет достичь системного энергетического эффекта, а также получить оптимальные режимы работы ТЭЦ в теплофикационном режиме.

Расширение функционала теплоэлектроцентралей в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства наиболее обосновано по следующим направлениям:

- использование низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега;
- применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;
- использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов.

Ниже представлено описание проблемных вопросов городского коммунального хозяйства, при решении которых обосновано применение ТЭЦ.

Использование низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега

Одним из проблемных вопросов городского коммунального хозяйства является своевременная уборка и последующая утилизация выпавшего снега. Зима 2023 года с рекордным количеством осадков в европейской части страны выявила серьезные проблемы с организацией уборки и утилизации вывозимого с городских улиц снега.

Проблема вывоза и утилизации снежно-ледяной массы (СЛМ) является характерной для климатических условий большей части территории Российской Федерации и оказывает негативное влияние на безопасную работу транспорта и движение пешеходов [68, 77]. В крупных населенных пунктах большие скопления СЛМ создают ограничения для движения автомобильного транспорта и представляют угрозу транспортной инфраструктуре. В связи с этим наиболее важной задачей городского коммунального хозяйства в зимний период является своевременная очистка городских улиц и территорий от выпавшего снега с последующей утилизацией.

Другой важной проблемой является использование противогололедных реагентов для исключения обледенения дорожного покрытия. Борьба с обледенением производится в основном химическими методами. Это приводит к тому, что на почву и в водные бассейны поступают большие объемы химических реагентов, которые загрязняют поверхностные и грунтовые воды и создают угрозу экологической безопасности окружающей среды [78].

Таким образом, для администраций городов организация уборки территорий населенных пунктов от снежно-ледяной массы с последующей ее утилизацией является приоритетной задачей.

На сегодняшний день лидером по количеству используемых снегоплавильных установок является г. Москва. Согласно данным [87 - 89] более 25 % от объема снега, вывозимого с улиц г. Москвы, утилизируется на снегоплавильных установках, работающих на дизельном топливе. Если задаться объемом утилизируемых за зимний период СЛМ порядка 21,3 млн. м³, то использование топлива (33,08 млн. кг/год) приводит к существенному увеличению экологической нагрузки на атмосферу города (2,32×10⁴ кг/год по диоксиду серы и 8,66×10⁴ кг/год по оксидам азота) [79].

С учетом наличия в дымовых газах продуктов неполного сгорания топлива и использования низкокачественного топлива в районе расположения снегоплавильных установок (СУ) может наблюдаться превышение предельно-допустимых концентраций вредных веществ [90]. Помимо отрицательного

влияния на экологическую обстановку СУ на топливе характеризуются высокой стоимостью эксплуатации. По данным [91] затраты на утилизацию снега в г. Москва составляют порядка 1,8 млрд руб./год (в ценах 2018 г.).

Проведенный анализ ранее реализованных, а также предлагаемых для реализации технических и технологических решений по утилизации вывозимого с городских улиц снега другими специалистами показал, что на сегодняшний день отсутствуют энергоэффективные решения, позволяющие использовать энергетический потенциал ТЭЦ для решения проблемы утилизации снега.

Основными преимуществами использования ТЭЦ для утилизации снега являются:

- транспортная доступность, связанная с размещением большинства ТЭЦ в черте города;
- наличие резервов источников низкопотенциальной теплоты, пригодных для утилизации снега;
- наличие систем водоподготовки и обученного эксплуатационного персонала.

Утилизацию снега в стационарных установках предлагается производить в снегоплавильной камере, представляющей собой железобетонный резервуар с установленным внутри поверхностным теплообменником, в который направляют низкопотенциальные источники теплоты от ТЭЦ.

Применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения

Система питьевого водоснабжения города - это сложный многофункциональный комплекс, работающий непрерывно 365 дней в году. Основными элементами системы являются сооружения, осуществляющие забор и очистку воды, а затем доставку ресурса до потребителя.

Классическая схема водоснабжения города выглядит следующим образом [100, 101]. Вода забирается из поверхностного или подземного источника. В первом случае воду подготавливают, смешивая с реагентами (коагулянтами и

флокулянтами) и отстаивая в резервуарах, затем фильтруют и обеззараживают. Во втором случае воду очищают от примесей: подземная вода, как правило, не требует обеззараживания, но имеет высокую минерализацию и часто содержание примесей в ней превышает допустимые концентрации.

После подготовки очищенная вода питьевого качества попадает в транспортную систему. Под напором, который обеспечивают насосные станции, вода попадает потребителям.

Анализ процессов, проходящих на водоочистных и водоподготовительных станциях, показал, что скорость коагуляции существенно зависит от температуры исходной воды. Это связано с тем, что при ее снижении уменьшается энергия теплового движения молекул, что приводит к увеличению вязкости и степени гидратации частиц. Так например, при изменении температуры воды с 30 °С до 1 °С вязкость увеличивается в два раза [102].

По данным [168] при увеличении температуры коагулируемой воды с 0,1 до 18 °С оптимальная доза коагулянта уменьшается в 1,8 раза, а доза флокулянта снижается в 2,7 раза.

Таким образом, для интенсификации процесса осветления и уменьшения расхода коагулянта и флокулянта рациональным решением является подогрев исходной воды, осуществление которого возможно путем использования инфраструктуры городских ТЭЦ.

Использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов

В настоящее время в РФ реализуется «Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года». Основной задачей Стратегии является внедрение системы отдельного сбора коммунальных отходов по фракциям: биомасса, макулатура, стекло, металлы и пластмасса, а также обеспечение максимального вовлечения отходов в производство с применением мирового принципа 3R (предотвращение образования отходов, повторное использование и переработка

их во вторичные ресурсы). Целевым показателем Стратегии является доля утилизированных отходов в общем объеме образующихся отходов, которая должна составить 86 % к 2030 г.

В соответствии с Рекомендациями по разработке региональных программ в области обращения с отходами с 1 января 2017 г. термическая утилизация несортированных твердых коммунальных отходов запрещена российским законодательством.

В рамках реализации национальных целей развития Российской Федерации установлен целевой показатель, в соответствии с которым к 2030 г. необходимо создать устойчивую систему обращения с твердыми коммунальными отходами, обеспечивающую снижение объема отходов, направляемых на полигоны, в 2 раза.

Практически в каждом крупном городе России с численностью населения более 300 тыс. человек установлены ТЭЦ (по данным Росстата городов в РФ с такой численностью населения более 60). Это является конкурентным преимуществом нашей страны при реализации проектов, направленных на эффективную термическую переработку коммунальных и производственных отходов с использованием инфраструктуры ТЭЦ.

Учитывая, что в Российской Федерации началось внедрение системы отдельного сбора коммунальных и производственных отходов (нацпроект «Экология»), можно с уверенностью рассчитывать на реализацию проектов, направленных на переработку вторичного сырья отходов, в частности, пластика в производственных масштабах, используя инфраструктуру городских ТЭЦ. Пластик - это самая распространенная категория отходов, контейнеры для его отдельного сбора имеются в 97 крупных городах России, при этом количество таких городов постоянно увеличивается.

К сожалению, на сегодняшний день на территории РФ отсутствуют многоцелевые тепловые электростанции, инфраструктура которых эффективно использовалась бы не только для выработки электрической и тепловой энергии, но и оказания услуг для нужд городского коммунального хозяйства, в том числе для термической переработки отсортированных коммунальных и

производственных отходов, а также утилизации вывозимого с городских улиц снега.

По мнению автора, одной из причин незаинтересованности собственников генерирующих компаний к расширению функционала ТЭЦ является отсутствие долгосрочных договоров с Администрациями муниципальных образований, гарантирующих возврат инвестиций.

Взаимовыгодное сотрудничество муниципальных образований с энергетическими компаниями возможно при условии, что цена услуги, например, утилизации 1 м³ снега на ТЭЦ, будет ниже стоимости вывоза снега на «сухую» снегосвалку или городскую снегоплавильную установку. При определении стоимости услуги может быть положен принцип, учитывающий строительство снегоплавильной установки по наилучшим доступным технологиям с установлением тарифа, обеспечивающего окупаемость такого проекта в разумные сроки. Аналогичный принцип определения тарифа применяется в ценовых зонах теплоснабжения по методу «Альтернативной котельной».

1.6. Выводы по главе 1

1. Кризисные явления 1990-х годов в экономике страны оказали сильное влияние на загрузку и работу теплоэлектроцентралей и подключенных к ним систем теплоснабжения. В связи с потерей промышленной тепловой нагрузки в виде пара и уходом части потребителей на теплоснабжение от собственных котельных отпуск теплоты от ТЭЦ за период с 1992 по 2013 гг. сократился почти в 1,5 раза. Благодаря принимаемым мерам за последнее десятилетие в отрасли централизованного теплоснабжения удалось стабилизировать негативную тенденцию отказа от подключения к ТЭЦ и перехода на теплоснабжение от собственных котельных. Однако, следует констатировать, что на многих ТЭЦ продолжает наблюдаться ежегодное снижение отпуска теплоты в размере 1,5 – 2 %.

2. Существующая в России модель оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) не позволяет создать условия для работы ТЭЦ по тепловому графику, что существенно снижает тепловую экономичность теплоэлектроцентралей. Ситуация с участием ТЭЦ в регулировании графика электрических нагрузок особенно остро стоит в промышленно развитых регионах европейской части страны. На ТЭЦ практикуются глубокие ночные разгрузки теплофикационного оборудования с передачей тепловых нагрузок отборов турбин на пиковые водогрейные котлы.

3. Одной из основных проблем эксплуатации тепловых сетей являются сверхнормативные тепловые потери, а также значительные затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя. Так, эксплуатационные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя составляют 6 - 10 % от стоимости отпускаемой тепловой энергии. Тепловые потери в трубопроводах тепловых сетей составляют около 10 - 12 % произведенной энергии (нормативный целевой показатель 9,4%).

4. В советский период, при проектировании электростанций, как правило, уделялось недостаточное внимание энергоэффективному покрытию тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ, что было обосновано относительно низкой стоимостью

топливно-энергетических ресурсов. Проведенный анализ тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ показывает, что, несмотря на существование достаточно экономичных схем обеспечения тепловых нагрузок с использованием отопительного отбора теплофикационных турбин типа ПТ-60-130/13, в подавляющем большинстве применяются гораздо менее экономичные решения с использованием производственного отбора, а следовательно, имеются значительные резервы для повышения тепловой экономичности.

5. В сложившихся условиях сохранение и развитие когенерации является актуальной задачей, решение которой возможно за счет комплексного подхода к повышению эффективности теплофикационных систем путем совершенствования тепловых схем и режимов работы ТЭЦ в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства. Расширение функционала теплоэлектроцентралей в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства наиболее обосновано по следующим направлениям:

- использование низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега;
- применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;
- использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов.

1.7. Постановка задач исследования

Проведенный анализ существующего положения в сфере централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ позволил сформулировать цель и задачи работы.

Целью диссертации является повышение эффективности теплофикационных систем путем разработки и научного обоснования технических и технологических решений, направленных на совершенствование тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, а также использования инфраструктуры ТЭЦ для нужд коммунального хозяйства.

Для достижения поставленной цели в диссертации должны быть решены следующие задачи:

1) выполнить анализ существующего положения в сфере централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ, выявить основные причины неэффективной работы ТЭЦ и подключенных к ним систем теплоснабжения;

2) исследовать возможные способы повышения эффективности ТЭЦ за счет расширения их функционала путем использования в городской инженерной инфраструктуре: для утилизации вывозимого с городских улиц снега, подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения, термической переработки коммунальных и производственных отходов;

3) разработать комплексный подход к повышению эффективности теплофикационных систем за счет совершенствования тепловых схем и режимов работы ТЭЦ в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства;

4) разработать технические и технологические решения совершенствования тепловых схем покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ (ВПУ ТЭЦ) с использованием низкопотенциальных отборов пара турбин;

5) расчетно-экспериментальным путем определить режимные характеристики турбин типа Т-100/120-130, обеспечивающие применимость разработанных технологий покрытия тепловых нагрузок ВПУ с использованием пятого нерегулируемого отбора пара, уточнить соответствующие расчетные зависимости;

б) предложить и экспериментально обосновать усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения;

7) разработать новое техническое решение, направленное на снижение затрат электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дросселирующих станциях тепловых сетей;

8) предложить новые и усовершенствовать существующие технические и технологические решения, направленные на расширения функционала ТЭЦ, а именно:

- использование низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега;

- применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения;

- использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов;

9) предложить усовершенствованную методику расчета технико-экономических показателей ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающую в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования», а также методику оценки выбросов CO₂;

10) выполнить технико-экономические расчеты разработанных технических и технологических решений.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ НАИБОЛЕЕ ПОЛНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОФИКАЦИИ

2.1. Новые технологии использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок

2.1.1. Технологии с использованием пятого нерегулируемого отбора пара

Как отмечено в п. 1.4 предыдущей главы, для многих отечественных ТЭЦ, подключенных к открытым системам теплоснабжения, характерны значительные расходы подпиточной воды теплосети. По данным Минэнерго России из 170 городов с численностью более 100 тыс. человек закрытые системы теплоснабжения применяются только в 88 городах (82 города РФ с открытыми системами теплоснабжения). Например, на ТЭЦ Санкт-Петербурга, Екатеринбурга и ряда других городов с крупными открытыми системами теплоснабжения расход подпиточной воды теплосети достигает нескольких тысяч тонн в час. При этом для подготовки подпиточной воды теплосети для открытых систем используется вода питьевого качества (требование Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации), а в качестве установок для удаления коррозионно-активных газов, как правило, применяются вакуумные деаэраторы большой производительности типа ДВ-400, ДВ-800 и ДВ-1200.

На промышленно-отопительных ТЭЦ, обеспечивающих технологическим паром крупные нефтехимические производства, расход добавочной питательной воды также может измеряться тысячами тонн в час. Тепловая схема и температурный режим водоподготовки при таких больших расходах воды в значительной мере определяют тепловую экономичность всей электростанции.

По результатам проведенного анализа эффективности использования преимуществ внутренней теплофикации (см. п. 1.4 Главы 1) можно констатировать, что независимо от типа применяемых деаэраторов (атмосферные

или вакуумные), а также вида водоподготовительной установки (подготовка добавочной питательной воды котлов или подпиточной воды теплосети) для существующих схем ВПУ ТЭЦ характерны существенные потери энергоэффективности, связанные с нерациональным покрытием тепловых нагрузок этих установок.

При проектировании электростанций, как правило, уделялось недостаточное внимание энергоэффективному покрытию тепловых нагрузок ВПУ ТЭЦ, что было обосновано относительно низкой стоимостью топливно-энергетических ресурсов.

Основным фактором, понижающим экономичность ВПУ и ТЭЦ в целом, является практически повсеместное использование в схемах подогрева и деаэрации подпиточной и добавочной питательной воды высокопотенциальных отборов пара.

Таким образом, одним из направлений повышения тепловой экономичности теплоэлектроцентралей является совершенствование тепловых схем покрытия нагрузок водоподготовительных установок за счет использования низкопотенциальных источников теплоты для замещения пара производственного отбора и других низкоэффективных теплоносителей.

Для решения поставленной задачи автором разработана и запатентована серия эффективных энергосберегающих технологий [29 – 48], позволяющих повысить экономичность и надежность ТЭЦ за счет оптимизации тепловых схем водоподготовительных установок. Предложенные решения основаны на наиболее полном использовании преимуществ внутренней теплофикации и предусматривают применение низкопотенциальных регенеративных отборов теплофикационных паровых турбин.

Одним из наиболее обоснованных решений, позволяющих повысить экономичность и надежность водоподготовки на ТЭЦ и одновременно эффективность внутренней теплофикации, является использование пятого нерегулируемого регенеративного отбора наиболее распространенной в нашей стране теплофикационной паровой турбины типа Т-100-130 [49, 50].

Следует отметить, что Уральским турбинным заводом (УТЗ) выпущено более 250 турбин данного типа, модельный ряд которых представлен 5-ю модификациями, причем на базе пятой модификации разработано семейство турбин для строящихся и расширяющихся ТЭЦ крупных городов [51].

Предлагаемые далее решения с использованием пятого отбора рассматриваются применительно к турбоустановке с турбиной типа Т-100-130, однако часть этих решений в той или иной степени может быть применима и на других паротурбинных установках, например, с турбинами Т-50-130, Т-175-130.

Основным преимуществом использования пятого нерегулируемого отбора пара теплофикационных турбин Уральского турбинного завода типа Т является то, что повышение тепловой экономичности достигается без снижения надежности и маневренности турбоустановок. По техническим условиям завода-изготовителя допускается дополнительный отбор пара в количестве до 50 т/ч из пятого отбора на ПНД-3 сверх отбора на этот подогреватель без снижения надежности работы проточной части турбин.

Очень часто на ТЭЦ возникают затруднения с организацией технологически необходимого и достаточно экономичного подогрева воды, используемой в качестве греющего агента для вакуумных деаэраторов. В водоподготовительных установках открытых систем теплоснабжения преимущественно используется типовая схема, предусматривающая применение прямой сетевой воды в качестве греющего агента вакуумного деаэратора подпиточной воды теплосети (см. рисунок 1.13) [10, 52]. Основным недостатком типовой схемы состоит в том, что необходимая для надежной работы вакуумных деаэраторов температура греющего агента 90 - 100 °С не всегда обеспечивается и зависит от тепловой нагрузки ТЭЦ. Так, в условиях средней полосы России прямая сетевая вода не может применяться в качестве греющего агента в межотопительный период без дополнительного подогрева в течение 250 - 280 суток в год. Помимо сезонных колебаний, температура прямой сетевой воды изменяется также в течение отопительного периода. Так, в переходные периоды, при потеплениях, температура прямой сетевой воды может опускаться ниже 90 °С, что

недостаточно для надежной работы вакуумного деаэратора. По этой причине в схемах водоподготовительных установок большинства ТЭЦ дополнительно применяются пароводяные подогреватели греющего агента вакуумных деаэраторов. Греющей средой для таких подогревателей, как правило, служит пар производственного отбора. Для совершенствования низкоэффективных технологий подогрева греющего агента можно рекомендовать схему, показанную на рисунке 2.1 [31, 32]. Особенность решения заключается в применении пятого отбора пара для подогрева греющего агента перед подачей в вакуумный деаэратор подпиточной воды теплосети. Нагрев греющего агента осуществляется в пароводяном подогревателе до необходимой по условиям эффективной деаэрации температуры. Использование предложенной схемы с отбором пара пятого отбора только от одной турбины типа Т-100-130 позволяет обеспечить греющей средой водоподготовительную установку с расходом подпиточной воды более 2000 м³/ч [53].

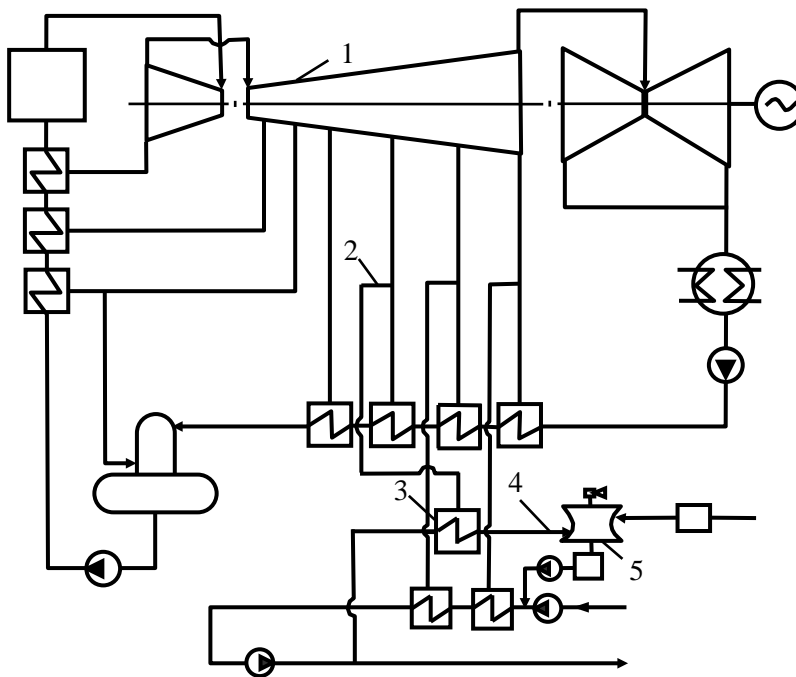


Рисунок 2.1 - Схема подогрева греющего агента для вакуумного деаэратора подпиточной воды теплосети: 1 – турбина типа Т; 2 – пятый отбор пара; 3 – подогреватель греющего агента; 4 – трубопровод греющего агента; 5 – вакуумный деаэратор подпиточной воды теплосети

Весьма экономичным решением является использование пятого отбора в схемах водоподготовительных установок, восполняющих потери пара и конденсата из цикла станции [54]. На промышленно-отопительных ТЭЦ с

расходом добавочной питательной воды в пределах нескольких сотен тонн в час целесообразно использовать решение, представленное на рисунке 2.2 [33, 36, 37, 38]. Это решение предусматривает применение пятого отбора пара непосредственно в качестве греющего агента вакуумного деаэратора и, кроме того, в качестве греющей среды для пароводяного подогревателя добавочной питательной воды. Схема обеспечивает надежную и экономичную эксплуатацию не только вакуумного деаэратора, но и деаэратора повышенного давления, эффективная работа которого обуславливается регламентируемым значением нагрева обрабатываемых потоков воды.

Применение пара низкопотенциального пятого отбора, с технико-экономической точки зрения, в качестве греющей среды в вакуумном деаэраторе добавочной питательной воды [33, 36] наиболее выгодно. Однако на практике по ряду причин (уровень установки вакуумного деаэратора и его удаленность от источника теплоты, потери давления пара в паропроводе греющего агента) предпочтительнее в качестве греющего агента использовать воду, подогреваемую в теплообменниках.

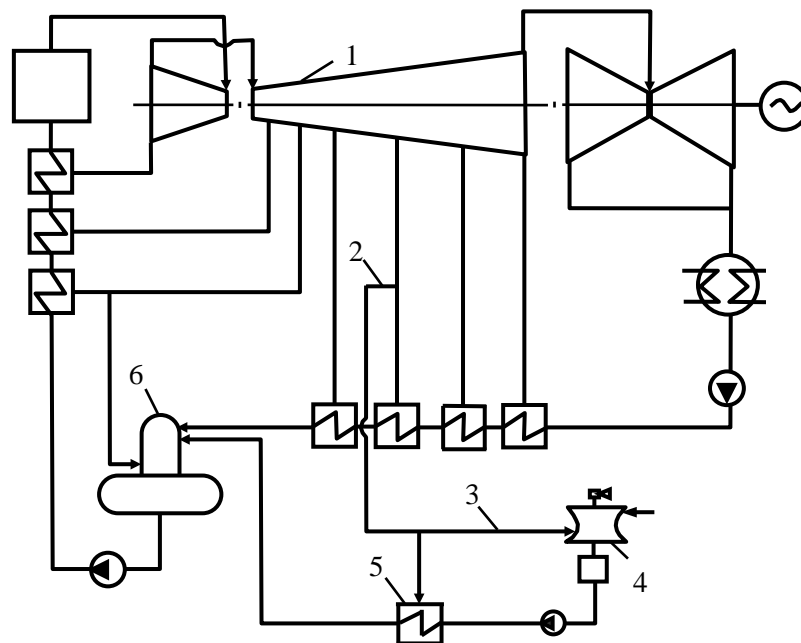


Рисунок 2.2 - Схема подогрева и вакуумной деаэрации добавочной питательной воды: 1 – турбина типа Т; 2 – пятый отбор пара; 3 – трубопровод греющего агента; 4 – вакуумный деаэратор добавочной питательной воды котлов; 5 – подогреватель добавочной питательной воды; 6 – деаэратор повышенного давления

На теплоэлектроцентралях, на которых вакуумные деаэраторы добавочной питательной воды котлов установлены на значительном удалении от паровых турбин типа Т, обосновано применение тепловой схемы, представленной на рисунке 2.3 [34, 35]. Особенностью предложенного решения является применение пара пятого нерегулируемого отбора для подогрева общего потока деаэрированной воды после вакуумного деаэратора 4 в пароводяном теплообменнике 5. Часть деаэрированной воды (около 40 - 45 %) после пароводяного теплообменника 5 предлагается направлять в вакуумный деаэратор 4 в качестве греющего агента.

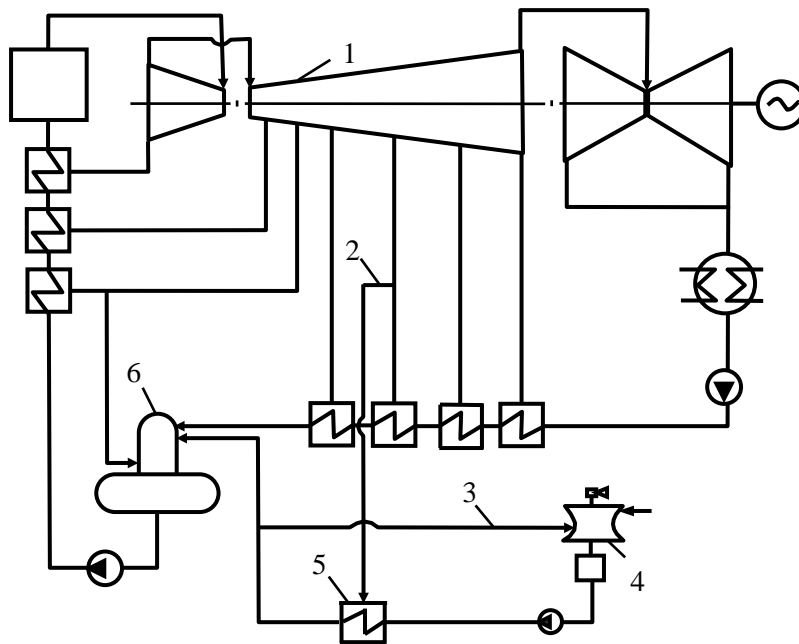


Рисунок 2.3 - Схема подогрева греющего агента для вакуумного деаэратора добавочной питательной воды: обозначения те же, что на рисунке 2.2

К преимуществу описанного решения можно отнести большую глубину дегазации добавочной питательной воды в сравнении со схемой, представленной на рисунке 2.2, так как при использовании в качестве греющего агента перегретой воды достигается более эффективная деаэрация, чем при использовании пара [21].

Применение предлагаемых решений возможно как для схем водоподготовительных установок с использованием вакуумных деаэраторов, так и для технологий с атмосферной деаэрацией подпиточной и добавочной питательной воды.

На рисунке 2.4 представлена схема деаэрации добавочной питательной воды в атмосферном деаэраторе типа ДА [47, 48]. Эта технология предусматривает подогрев обессоленной воды перед атмосферным деаэратором в пароводяном подогревателе, подключенном по греющей среде к трубопроводу пятого отбора пара. Решение позволяет обеспечить требуемый нагрев обессоленной воды, который по условиям надежной работы деаэрационной установки атмосферного давления должен составлять $55 - 95\text{ }^{\circ}\text{C}$ [28].

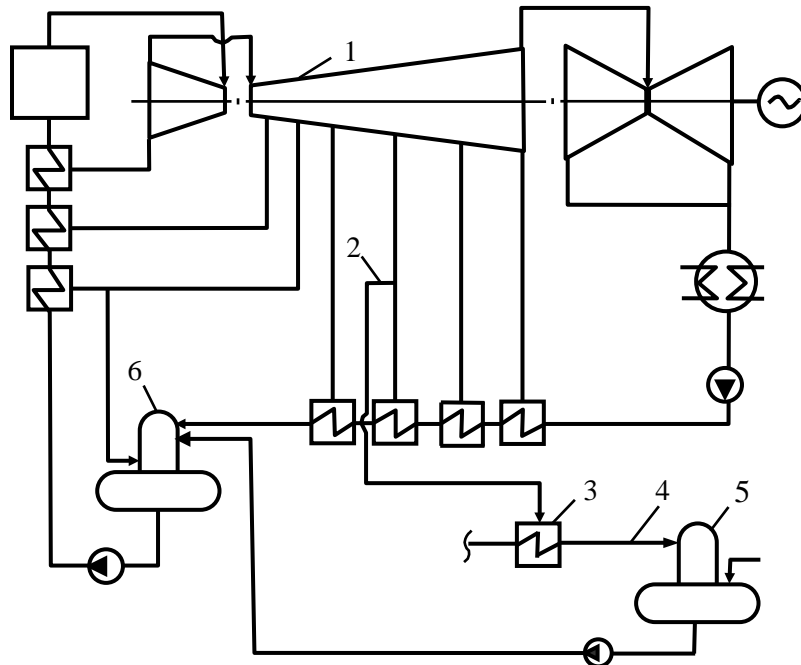


Рисунок 2.4 - Схема подогрева обессоленной воды перед атмосферным деаэратором: 1, 2, 6 обозначения те же, что на рисунке 2.2; 3 – пароводяной подогреватель; 4 – трубопровод обессоленной воды; 5 – атмосферный деаэратор

Предложенная автором технология (см. рисунок 2.4) прошла успешную апробацию на Ульяновской ТЭЦ-1 (УлТЭЦ-1) при модернизации тепловой схемы водоподготовительной установки [55], подтвердив возможность тиражирования этого решения на электростанциях с теплофикационными турбинами типа Т-100-130.

На УлТЭЦ-1 установлено пять теплофикационных турбин, из них одна турбина ПТ-60-130/13 ст. № 6, две - Т-100/120-130 ст. № 7, 8 и две - ПТ-80/100-130/13 ст. № 9, 10. Несмотря на наличие турбоустановки с турбиной ПТ-60-

130/13, регулируемый теплофикационный отбор которой применяется для покрытия тепловых нагрузок водоподготовительной установки УЛТЭЦ-1, для ряда режимов работы станции, в основном в межтопительный период, в работу вынужденно включалась редуцирующая установка РУ-13/1,2.

Устранить перечисленные недостатки и повысить тепловую экономичность УЛТЭЦ-1 позволило использование пятого отбора пара турбины Т-100/120-130-3 ст. № 8 (см. рисунок 2.5) для обеспечения греющей средой части теплообменников, подключенных к общестанционному коллектору 0,12 МПа, а именно подогревателей технической и обессоленной воды (станционное обозначение ПТВ-1 и ПХОВ - 1, 2 соответственно).

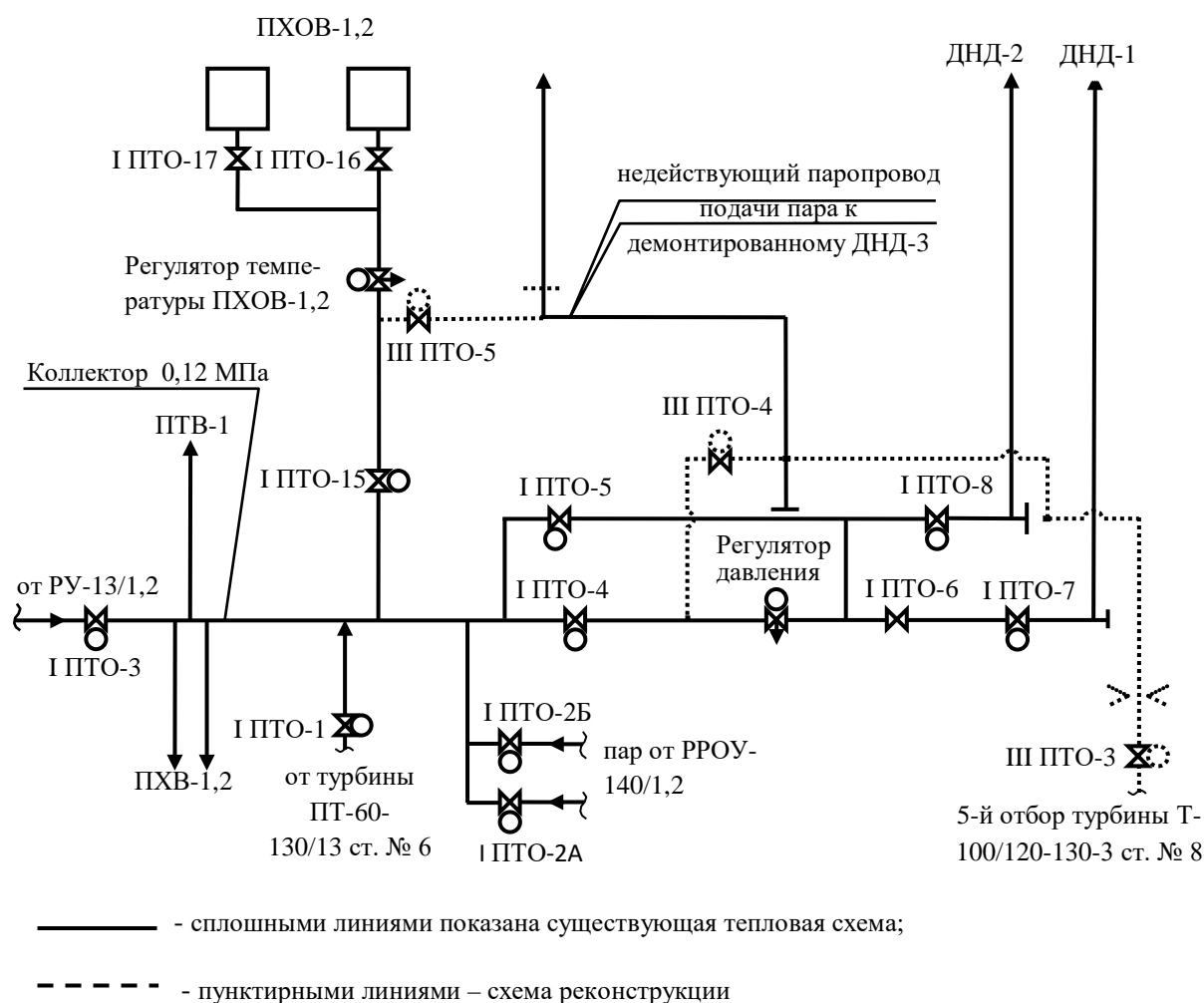


Рисунок 2.5 - Модернизация тепловой схемы водоподготовительной установки УЛТЭЦ-1

На примере Ульяновской ТЭЦ-1 показано преимущество модернизированной

схемы водоподготовительной установки, заключающееся в том, что использование пятого отбора турбины типа Т-100-130 позволяет увеличить выработку на тепловом потреблении при замещении редуцированного пара производственного отбора.

Для водоподготовительных установок ТЭЦ, восполняющих утечки сетевой воды из трубопроводов закрытых систем теплоснабжения и оборудованных атмосферными деаэраторами, также применим способ с использованием пятого отбора пара для предварительного подогрева химочищенной воды перед деаэрацией. Применение предложенного решения с использованием только одной турбины типа Т-100-130 позволяет подогреть до требуемой температуры поток химочищенной воды (ХОВ) с расходом до 500 м³/ч [56]. При расчете учитывалось, что нагрев ХОВ осуществляется от 35 °С до 85 °С.

Кроме того, использование пятого отбора пара возможно на ТЭЦ, где для предварительного подогрева исходной подпиточной и добавочной питательной воды перед химводоочисткой применяется редуцированный пар производственного отбора [40, 41, 43, 44].

Область эффективного применения пятого нерегулируемого отбора не ограничивается тепловыми схемами водоподготовительных установок ТЭЦ. На тепловых электростанциях, сжигающих мазут, для предварительного подогрева дутьевого воздуха перед воздухоподогревателями паровых котлов используют калориферные установки, греющей средой в которых наиболее часто являются либо пар производственного отбора, либо прямая сетевая вода, подогретая в пароводяном подогревателе также за счет пара производственного отбора. Так, применение типовой схемы [18], предусматривающей подачу в калориферы прямой сетевой воды, подогретой паром производственного отбора в теплообменнике, существенно снижает экономичность основного оборудования. Повысить экономичность установки для подогрева дутьевого воздуха парогенераторов ТЭЦ позволяет решение, представленное на рисунке 2.6 [39, 42].

В соответствии с предложенным решением (см. рисунок 2.6) дополнительный подогрев сетевой воды перед калориферами 6 осуществляют в

пароводяном подогревателе 5 за счет пара пятого отбора теплофикационной турбины типа Т.

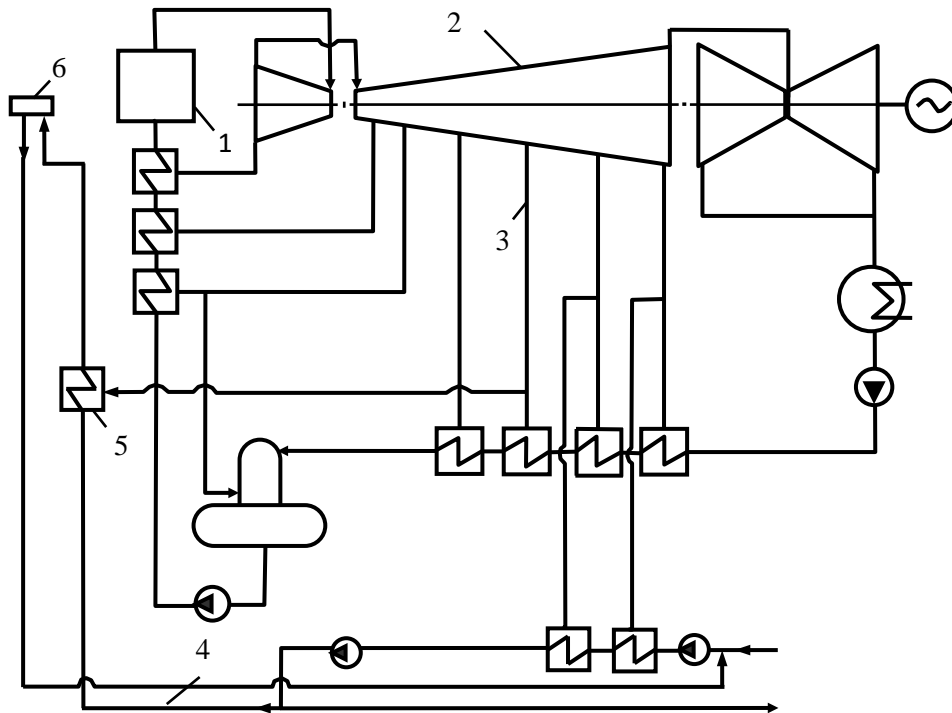


Рисунок 2.6 - Схема использования пара пятого отбора в установках для подогрева дутьевого воздуха парогенераторов ТЭЦ: 1 – парогенератор; 2 – турбина типа Т; 3 – пятый отбор пара; 4 – трубопровод прямой сетевой воды; 5 – пароводяной теплообменник; 6 – калориферы парогенератора

Основным преимуществом предложенных и запатентованных решений с использованием пятого регенеративного отбора теплофикационных паровых турбин типа Т является возможность повышения тепловой экономичности ТЭЦ за счет несложных изменений в тепловых схемах электростанций, не требующих значительных материальных затрат. Использование этих решений позволяет значительно снизить расход пара высокопотенциального производственного отбора, применяемого на большинстве ТЭЦ в качестве основного источника греющей среды при подготовке подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды котлов. Особенно важным является то, что повышение тепловой экономичности достигается без снижения надежности и маневренности турбоустановок. Единственным условием завода-изготовителя, выполнение

которого обязательно при использовании пятого нерегулируемого регенеративного отбора теплофикационных паровых турбин типа Т, является исключение возможности одновременной подачи пара к потребителю из данного отбора и других источников и ограничение средствами автоматики и защиты расхода пара из пятого отбора величиной 50 т/ч. Выполнение этого условия на ТЭЦ не представляет затруднений.

Использование для подогрева теплоносителей водоподготовительных установок пятого нерегулируемого отбора теплофикационных турбин УТЗ типа Т позволяет повысить тепловую экономичность ТЭЦ при модернизации низкоэкономичных тепловых схем ВПУ [161].

Расчет энергетической эффективности новых технологий использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок представлен в п. 7.2 главы 7.

2.1.2. Расчетно-экспериментальное исследование применимости технологий использования регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ

Задачи исследования

Разработанные энергоэффективные технологии обеспечения тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ [29 - 48], рассмотренные в п. 2.1.1, предусматривают использование низкопотенциальных регенеративных отборов теплофикационных паровых турбин. Для оценки применимости новых технических решений важно знать диапазон изменения параметров пара в регенеративных отборах в зависимости от расхода свежего пара на турбоустановку и режима ее работы (по электрическому или тепловому графику).

В связи с тем, что наиболее перспективными и универсальными разработками, позволяющими повысить экономичность и надежность ТЭЦ, являются технологии с использованием пятого нерегулируемого отбора теплофикационной паровой турбины типа Т-100-130 было принято решение о проведении натурных испытаний на турбоагрегатах данной серии.

Произведено экспериментальное исследование параметров пара пятого отбора на двух турбоустановках с агрегатами Т-100/120-130-2 ст. №7 и Т-100/120-130-3 ст. №8, установленных на Ульяновской ТЭЦ-1. Программа испытаний каждой турбины состояла из двух серий опытов:

I серия - опыты с включенным нижним теплофикационным отбором при одноступенчатом подогреве сетевой воды;

II серия - опыты с включенным верхним теплофикационным отбором при двухступенчатом подогреве сетевой воды.

В процессе экспериментального исследования удалось получить опытные данные применительно к режимам работы теплофикационных турбин: по тепловому и электрическому графикам.

Испытания и обработка полученных результатов проводилась в соответствии с методикой, изложенной в [62].

Выбор Ульяновской ТЭЦ-1 в качестве площадки для экспериментального исследования параметров пара пятого отбора, причем на двух модификациях турбины Т-100/120-130, неслучаен, так как на данной ТЭЦ имеются существенные резервы для повышения тепловой экономичности водоподготовки, связанные с применением предлагаемого источника низкопотенциальной теплоты как на турбоустановке (ТА) ст. № 7, так и на ТА ст. № 8 [55].

В связи с работой ТЭЦ на оптовый рынок электроэнергии и мощности к электрическим станциям, входящим в состав генерирующих компаний, предъявляются жесткие требования по несению заданной электрической нагрузки, выражающиеся в системе штрафов за отклонения от диспетчерского графика. Любые изменения режимов работы генерирующего оборудования должны согласовываться с системным оператором. Для исключения возможного недоотпуска тепловой и электрической энергии выбрана пассивная форма проведения эксперимента.

Пассивный эксперимент предполагает изменение исследуемых параметров в процессе нормального функционирования технологического объекта без каких-либо специальных воздействий на изучаемый объект. При таком эксперименте

для получения достоверных результатов требуется длительный промежуток времени, отражающий свойства объекта лишь для текущего уровня возмущений. В то же время способ достаточно помехоустойчив, позволяет оценить реакции объекта на возмущение и строить модели этих возмущений [63, 64].

Обработка результатов опытов производится с помощью статистических методов, позволяющих получить аналитические зависимости между выходной величиной и определяющими факторами. Для оценки стабильности работы системы использовался корреляционный анализ.

Схема измерений и приборы

Принципиальная тепловая схема турбины типа Т-100/120-130 с нанесением точек замера давления и температуры пара в пятом отборе представлена на рисунке 2.7.

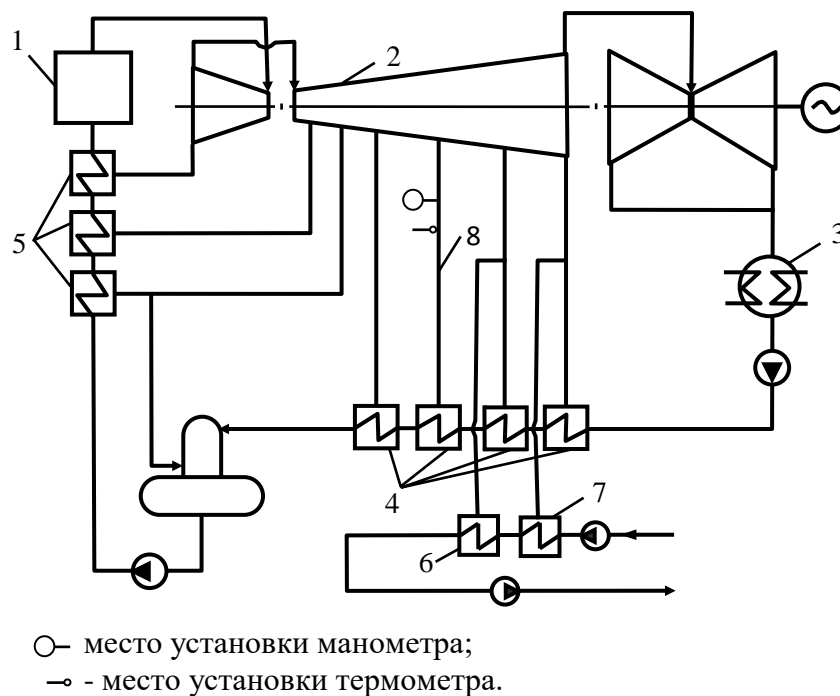


Рисунок 2.7 - Схема турбины типа Т-100/120-130 с нанесением точек замера давления и температуры пара: 1 – паровой котел; 2 – турбина; 3 – конденсатор; 4 – ПНД; 5 – ПВД; 6 и 7 – верхний и нижний сетевые подогреватели; 8 – пятый отбор

Результаты испытания и оценка его погрешности

В период проведения подготовительных работ на каждой турбине производилась замена штатных пружинных манометров МТИ на более точные с классом 0,6 – 1,0, проверенные с помощью образцового прибора класса 0,4. Для снижения значения относительной погрешности при измерении давления (свежего пара, пара отопительного и пятого отборов) использовались два дублирующих манометра.

Расходы свежего пара, питательной и сетевой воды измерялись штатными приборами с классом точности 1, прошедшими государственную поверку.

Измерение температур сетевой воды и пара в пятом отборе проводилось ртутными лабораторными термометрами ТЛ-4 с ценой деления 0,1°C.

Электрическая нагрузка турбоагрегатов измерялась с помощью преобразователей мощности (класс точности 0,5) с регистрацией показаний в штатной системе АСУ ТП.

Результаты испытания как прямые, полученные путем непосредственных измерений (мощность, давление, температура и др.), так и косвенные, рассчитанные на основании данных прямых измерений с использованием вспомогательных материалов (энтальпия, КПД, расходы теплоты и др.), определяются с конечной точностью.

Несмотря на то, что при проведении тепловых испытаний паровых турбин применяются средства и методы измерений повышенной точности, истинное значение измеряемой величины остается неизвестным из-за неизбежности возникновения случайной погрешности. Для одного-двух измерений одной и той же величины учесть влияние последней невозможно, однако для ряда повторных ее измерений, проводимых с неизменной точностью, влияние случайной погрешности на конечный результат можно оценить путем применения теории вероятности и математической статистики [65].

При расчете случайных погрешностей средств измерений при испытаниях принимаются следующие принципы и допущения [65]:

- не учитываются такие виды погрешностей, как из-за вариаций (благодаря многократности отсчетов показаний во время каждого опыта), динамические (так как испытания проводятся при стационарных режимах), а также передачи информации (ввиду их пренебрежимой малости);

- основная погрешность поверяемого канала измерения (или прибора) принимается в первом приближении равной удвоенному значению основной погрешности (классу точности) образцового средства измерений, применяемого при поверке;

- погрешность визуального отсчета показаний вторичного прибора, как обычно, принимается равной половине цены деления его шкалы;

- основные погрешности измерения имеют нормальный закон распределения. При этом точность результатов выражается интервалом ($\pm\delta$), в котором находится суммарная погрешность с доверительной вероятностью 95%. В свою очередь, $\delta = 2\sigma$, где σ представляет собой среднеквадратичное отклонение погрешности.

Исходя из изложенного случайная погрешность измерений рассчитывается, как правило, с учетом лишь двух видов погрешности - основной и дополнительной [65].

Основная погрешность представляет собой погрешность средства измерения или канала измерения, работающих при расчетных внешних условиях. На основании допущения о нормальном распределении погрешностей для характеристики основной погрешности всего канала измерения используется среднеквадратичное отклонение основной погрешности каждого из его звеньев

$$\sigma_{o.k.u} = \sqrt{\sum \sigma_{oi}^2}, \quad (2.1)$$

где $\sum \sigma_{oi}^2$ - сумма квадратов среднеквадратичного отклонения основной погрешности каждого из i звеньев канала.

Дополнительная погрешность возникает лишь в случае отклонения одного из внешних условий (например, температуры, напряжения или частоты источника питания) от расчетных значений и аналогично основной погрешности, определяется по формуле [65]

$$\sigma_{\delta,к.и} = \sqrt{\sum \sigma_{\delta i}^2}, \quad (2.2)$$

где $\sum \sigma_{\delta i}^2$ - сумма квадратов среднеквадратичного отклонения дополнительной погрешности каждого из i звеньев канала, которая принимается равной половине дополнительной погрешности, указываемой в паспорте средства измерения.

Таким образом, среднеквадратичное отклонение суммарной погрешности канала измерения [65]

$$\sigma_{к.и} = \sqrt{\sum \sigma_{\delta,к.и}^2 + \sum \sigma_{\delta,к.и}^2}. \quad (2.3)$$

При использовании n дублированных измерений одного параметра, осуществляемых с приблизительно одинаковой точностью, когда окончательное значение параметра принимается как среднеарифметическое, среднеквадратичное отклонение суммарной погрешности канала измерения определяется как [65]

$$\sigma_{к.и} = \frac{\sigma_{к.и}^{(n)}}{\sqrt{n}}, \quad (2.4)$$

где $\sigma_{к.и}^{(n)}$ - среднеквадратичное отклонение погрешности дублированного измерения.

Как указывалось выше, суммарная относительная погрешность измерения параметра δ с доверительной вероятностью 95% определяется в этом случае как удвоенное значение $\sigma_{к.и}$.

С учетом изложенного расчет суммарной погрешности прямого измерения технологического параметра проводится в следующем порядке [65]:

1) определяют относительную погрешность δ_o и среднеквадратичное отклонение основной погрешности канала измерения $\sigma_{\delta,к.и}$

$$\delta_o = 2\delta_o' \frac{C_{ш.к}}{C_{изм}}; \quad (2.5)$$

$$\sigma_{\delta,к.и} = 0,5\delta_o', \quad (2.6)$$

где δ_o' - основная погрешность образцового средства измерения; $C_{ш.к}$, $C_{изм}$ - максимальное и измеренное значения параметра по шкале средства измерения.

2) по цене деления (для приборов с визуальным отсчетом показаний) определяют относительную погрешность, %, и среднеквадратичное отклонение погрешности отсчета

$$\delta_{отс} = \frac{\Delta}{C_{изм}} 10^2; \quad (2.7)$$

$$\sigma_{отс} = 0,5\delta_{отс}, \quad (2.8)$$

где Δ - абсолютная погрешность отсчета, равная половине деления шкалы.

3) рассчитывают среднеквадратичное отклонение дополнительной погрешности канала измерения для заданных отклонений внешних условий.

4) по найденным в пп. 2 и 3 величинам определяют среднеквадратичное отклонение суммарной погрешности измерения и относительную погрешность с вероятностью 95%.

На основании изложенной методики [65] проведен расчет суммарной погрешности измерения давления пара в пятом отборе турбин Т-100/120-130. Поскольку каждый из манометров был подвергнут поверке с помощью образцового прибора класса 0,4, то основная погрешность средства измерения δ'_o условно повышена до 0,8 (удвоенное значение класса точности). Таким образом, относительная основная погрешность измерения давления пара в пятом отборе δ_o составила 2,56% и 0,98% соответственно для минимального и максимального опытных значений. С учетом погрешности отсчета относительная погрешность измерения с доверительной вероятностью 95% соответственно составила 2,59% и 0,99%. За счет использования двух дублирующих манометров относительная погрешность измерения давления снизилась в $\sqrt{2}$ раз и составила 1,83% и 0,70%.

Следует отметить, что за основу при обработке результатов были приняты среднеарифметические значения измеряемых величин с учетом всех необходимых поправок, полученных при индивидуальных калибровках и замерах высот присоединений манометров. Измерения производились не менее чем через 20 минут после установки режима для очередного опыта с фиксацией параметров каждые 5 минут. В каждом опыте производилось по 7 записей показаний приборов.

Экспериментальные данные при опытных условиях для теплофикационных режимов работы турбин Т-100/120-130 ст. №№ 7, 8 сведены в таблицы 2.1 - 2.4.

Таблица 2.1 - Основные экспериментальные данные при одноступенчатом подогреве сетевой воды на турбине Т-100/120-130-2 ст. № 7

| Мощность, МВт | Параметры свежего пара | | | Давление пара, МПа | | Температура пара пятого отбора, °С | Расход сетевой воды, м ³ /ч | Температура сетевой воды, °С | |
|---------------|------------------------|---------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------------------------------|--|------------------------------|-------------|
| | расход, т/ч | давление, МПа | температура, °С | в камере НТО | в камере 5-го отбора | | | до ПСГ 1 | после ПСГ 1 |
| | | | | | | | | | |
| 62 | 278 | 13,27 | 560,8 | 0,055 | 0,158 | 130 | 3500 | 50 | 69 |
| 71 | 318 | 13,12 | 552,5 | 0,057 | 0,171 | 133 | 3510 | 50 | 70 |
| 70 | 310 | 13,10 | 557,1 | 0,057 | 0,172 | 138 | 3515 | 50 | 71 |
| 95 | 380 | 12,90 | 552,1 | 0,058 | 0,251 | 146 | 3150 | 49 | 70 |
| 101 | 430 | 13,21 | 552,8 | 0,062 | 0,252 | 147 | 3208 | 51 | 73 |
| 66 | 280 | 13,21 | 560,0 | 0,057 | 0,171 | 134 | 3205 | 50 | 70 |
| 67 | 290 | 13,14 | 558,9 | 0,059 | 0,176 | 134 | 3155 | 50 | 72 |
| 95 | 375 | 13,40 | 553,3 | 0,054 | 0,235 | 142 | 2915 | 48 | 69 |
| 102 | 445 | 13,10 | 560,0 | 0,067 | 0,252 | 146 | 3511 | 48 | 70 |
| 96 | 420 | 12,99 | 556,5 | 0,068 | 0,250 | 145 | 3503 | 50 | 71 |
| 99 | 440 | 13,32 | 558,3 | 0,067 | 0,251 | 146 | 3550 | 49 | 71 |
| 101 | 420 | 12,64 | 556,8 | 0,063 | 0,255 | 148 | 3605 | 49 | 73 |

Таблица 2.2 - Основные экспериментальные данные при одноступенчатом подогреве сетевой воды на турбине Т-100/120-130-3 ст. № 8

| Мощность, МВт | Параметры свежего пара | | | Давление пара, МПа | | Температура пара пятого отбора, °С | Расход сетевой воды, м ³ /ч | Температура сетевой воды, °С | |
|---------------|------------------------|---------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------------------------------|--|------------------------------|------------|
| | расход, т/ч | давление, МПа | температура, °С | в камере НТО | в камере 5-го отбора | | | до ПСГ1 | после ПСГ1 |
| | | | | | | | | | |
| 53 | 240 | 13,15 | 558,3 | 0,055 | 0,180 | 139 | 3700 | 52 | 74 |
| 49 | 230 | 13,05 | 552,1 | 0,053 | 0,162 | 133 | 3650 | 52 | 73 |
| 43 | 195 | 13,00 | 556,4 | 0,06 | 0,142 | 136 | 3620 | 52 | 70 |
| 102 | 405 | 12,86 | 552,0 | 0,065 | 0,302 | 145 | 5715 | 51 | 70 |
| 108 | 485 | 13,17 | 552,6 | 0,083 | 0,325 | 157 | 5804 | 52 | 76 |
| 67 | 315 | 13,18 | 558,0 | 0,065 | 0,211 | 139 | 5802 | 52 | 69 |
| 69 | 317 | 13,07 | 557,8 | 0,065 | 0,215 | 141 | 5550 | 52 | 70 |
| 107 | 485 | 13,33 | 553,1 | 0,083 | 0,320 | 158 | 5110 | 51 | 78 |
| 106 | 475 | 13,02 | 555,0 | 0,083 | 0,315 | 157 | 6398 | 52 | 72 |
| 104 | 470 | 12,78 | 555,7 | 0,09 | 0,314 | 155 | 6395 | 52 | 74 |
| 108 | 485 | 13,21 | 557,9 | 0,095 | 0,321 | 158 | 6400 | 52 | 72 |
| 104 | 485 | 12,53 | 556,2 | 0,09 | 0,320 | 158 | 6330 | 51 | 74 |

Таблица 2.3 - Основные экспериментальные данные при двухступенчатом подогреве сетевой воды на турбине Т-100/120-130-2 ст. № 7

| Мощность, МВт | Параметры свежего пара | | | Давление пара, МПа | | Температура пара пятого отбора, °С | Расход сетевой воды, м ³ /ч | Температура сетевой воды, °С | |
|---------------|------------------------|---------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------------------------------|--|------------------------------|------------|
| | расход, т/ч | давление, МПа | температура, °С | в камере ВТО | в камере 5-го отбора | | | до ПСГ1 | после ПСГ2 |
| | | | | | | | | | |
| 68 | 320 | 13,14 | 560,8 | 0,093 | 0,170 | 130 | 4895 | 53 | 75 |
| 71 | 330 | 13,35 | 556,3 | 0,092 | 0,160 | 130 | 4856 | 55 | 80 |
| 67 | 310 | 13,32 | 557,2 | 0,093 | 0,158 | 129 | 4858 | 54 | 78 |
| 68 | 325 | 12,91 | 560,4 | 0,080 | 0,162 | 132 | 4720 | 51 | 76 |
| 71 | 327 | 13,36 | 558,3 | 0,080 | 0,167 | 133 | 4855 | 52 | 77 |
| 69 | 325 | 13,38 | 555,1 | 0,081 | 0,170 | 132 | 4900 | 52 | 77 |
| 67 | 315 | 13,38 | 558,2 | 0,083 | 0,159 | 130 | 4860 | 55 | 80 |
| 67 | 305 | 13,22 | 556,6 | 0,076 | 0,154 | 128 | 4560 | 51 | 76 |
| 59 | 270 | 12,98 | 557,1 | 0,067 | 0,136 | 125 | 4520 | 51 | 76 |
| 81 | 355 | 13,10 | 558,3 | 0,076 | 0,176 | 130 | 4600 | 51 | 75 |
| 62 | 275 | 13,23 | 555,8 | 0,067 | 0,140 | 125 | 4603 | 50 | 74 |

Таблица 2.4 - Основные экспериментальные данные при двухступенчатом подогреве сетевой воды на турбине Т-100/120-130-3 ст. № 8

| Мощность, МВт | Параметры свежего пара | | | Давление пара, МПа | | Температура пара пятого отбора, °С | Расход сетевой воды, м ³ /ч | Температура сетевой воды, °С | |
|---------------|------------------------|---------------|-----------------|--------------------|----------------------|------------------------------------|--|------------------------------|-------------|
| | расход, т/ч | давление, МПа | температура, °С | в камере ВТО | в камере 5-го отбора | | | до ПСГ1 | после ПСГ-2 |
| | | | | | | | | | |
| 92 | 415 | 13,08 | 559,1 | 0,112 | 0,255 | 145 | 5180 | 54 | 76 |
| 98 | 445 | 13,28 | 555,4 | 0,12 | 0,27 | 148 | 5115 | 57 | 86 |
| 91 | 400 | 13,25 | 556,8 | 0,09 | 0,232 | 144 | 5026 | 55 | 80 |
| 70 | 320 | 12,85 | 559,1 | 0,082 | 0,177 | 134 | 4930 | 53 | 76 |
| 77 | 340 | 13,30 | 556,7 | 0,095 | 0,189 | 136 | 5050 | 52 | 74 |
| 78 | 340 | 13,31 | 553,9 | 0,095 | 0,188 | 136 | 5000 | 51 | 72 |
| 72 | 323 | 13,33 | 557,4 | 0,098 | 0,178 | 135 | 5013 | 53 | 76 |
| 77 | 335 | 13,17 | 554,6 | 0,103 | 0,19 | 137 | 4725 | 52 | 75 |
| 66 | 300 | 12,93 | 556,3 | 0,098 | 0,171 | 130 | 4712 | 53 | 76 |
| 67 | 310 | 13,02 | 557,5 | 0,1 | 0,172 | 134 | 4810 | 53 | 76 |
| 68 | 310 | 13,14 | 553,7 | 0,103 | 0,182 | 135 | 4730 | 54 | 78 |

Основным критерием применимости разработанных технологий с использованием пара пятого отбора является наличие избыточного давления в данном отборе. Испытания показали, что изменение давления в предлагаемом источнике теплоты зависит от двух факторов:

- 1) расхода свежего пара;
- 2) теплофикационной нагрузки (давления пара в теплофикационных отборах).

На конденсационном режиме работы турбин типа Т-100-130 давление в пятом отборе однозначно определяется расходом свежего пара. Испытания теплофикационных турбин в конденсационном режиме не проводились, т.к. данные по испытаниям представлены в типовых энергетических характеристиках.

При работе турбоагрегатов ст. № 7 и ст. № 8 в теплофикационном режиме дополнительным фактором, оказывающим влияние на давление пара в рассматриваемом отборе, выступает давление в теплофикационных отборах турбин. Кроме того, существенное значение имеет режим эксплуатации теплофикационной турбины (по электрическому или тепловому графикам), зависящий от положения поворотной диафрагмы и соответствующего пропуска пара в конденсатор.

Обработка результатов эксперимента

Для выявления связи между независимой (фактор) и зависимой (результативный признак) величинами, а также определения аналитического выражения этой взаимосвязи используется регрессионный анализ, применение которого позволяет устранить основной недостаток пассивного эксперимента, заключающийся в наличии достоверных результатов лишь для текущего уровня возмущения объекта. Формой такой взаимосвязи является уравнение регрессии.

Для обработки результатов эксперимента использована множественная регрессия вида [66]:

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_nX_n. \quad (2.9)$$

Для составления прогнозов может быть использовано уравнение регрессии, в котором определяются коэффициенты регрессии (параметры регрессии). Если, например, нанести на диаграмму средние значения \bar{Y}_i , соответствующие каждому значению X_i , и провести линию, «наилучшим образом» выравнивающую систему этих средних значений, то будет получена функциональная зависимость, являющаяся уравнением регрессии и приближенно отражающая связь между X и

\bar{Y} . Построенная таким образом линия уравнения регрессии показывает тенденцию изменения данных и называется линией тренда. Для создания линии тренда используются следующие виды аппроксимации:

- линейная, $\bar{Y} = aX + b$, где a – тангенс угла наклона прямой, b – точка пересечения с осью ординат;

- логарифмическая, $\bar{Y} = c \ln X + b$, где c, b – константы;

- полиномиальная, $\bar{Y} = c_0 X^6 + \dots + c_1 X + b$, где $c_0 \dots c_1, b$ – константы;

- степенная, $\bar{Y} = cX^b$, где c, b – константы;

- экспоненциальная, $\bar{Y} = ce^{bx}$, где c, b – константы.

Достоверность аппроксимации определяется коэффициентом корреляции r , характеризующим связь между двумя множествами в уравнении линейной регрессии. Наиболее удобной для вычисления коэффициента корреляции r является формула [67]:

$$r = \frac{n \sum X_i \cdot Y_i - \sum X_i \cdot \sum Y_i}{\sqrt{[n \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2] \cdot [n \sum Y_i^2 - (\sum Y_i)^2]}} \quad (2.10)$$

где X_i и Y_i – переменные величины; n – число переменных величин.

Для определения коэффициента корреляции r можно также воспользоваться выражением (2.11), где помимо переменных величин X_i и Y_i используется показатель среднеквадратического отклонения [67]:

$$r = \frac{\left[\frac{1}{n} \sum X_i \cdot Y_i \right] - \bar{X} \cdot \bar{Y}}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (2.11)$$

где \bar{X}, \bar{Y} – средние арифметические значения переменных; σ_x, σ_y – средние квадратические отклонения переменных, которые определяются по формулам (2.12) и (2.13) соответственно:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum X_i^2}{n} - \bar{X}^2}; \quad (2.12)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum Y_i^2}{n} - \bar{Y}^2}. \quad (2.13)$$

Коэффициент корреляции r варьируется от ± 1 при жесткой линейной зависимости величин X и Y до 0 при отсутствии линейной взаимосвязи между переменными. Если r лежит в диапазоне от 0,9 до 1, то можно применить линейное уравнение регрессии. Если r близко к минус единице, то между наблюдаемыми переменными существует обратная зависимость. При r , равном или меньше 0,3, присутствует слабая линейная связь; при r , равном 0,3 – 0,5, – умеренная линейная связь; при r , равном 0,5 – 0,7, – средняя или заметная линейная связь; при r , равном или большем 0,7, – сильная или высокая линейная связь; при r , равном или больше 0,9, – очень сильная или весьма высокая линейная связь.

Для определения уравнения парной регрессии используется линейная зависимость вида

$$Y = \bar{Y} + r \frac{\sigma_y}{\sigma_x} (X - \bar{X}), \quad (2.14)$$

где $r \frac{\sigma_y}{\sigma_x}$ – угловой коэффициент прямой, определяющий наклон линии регрессии на диаграмме в координатах $x - y$.

Выявить взаимосвязь трех переменных позволяет уравнение множественной регрессии вида

$$Y = a + b_1 X_1 + b_2 X_2. \quad (2.15)$$

С геометрической точки зрения уравнение (2.15) определяет плоскость в пространстве переменных X_1, X_2, Y .

При математических преобразованиях с использованием метода наименьших квадратов, уравнение (2.15) примет вид [67]

$$Y = \bar{Y} + b_1 (X_1 - \bar{X}_1) + b_2 (X_2 - \bar{X}_2), \quad (2.16)$$

где коэффициенты b_1 и b_2 множественной регрессии находятся из системы линейных уравнений

$$\left. \begin{aligned} b_1 \sum x_1^2 + b_2 \sum x_1 x_2 &= \sum x_1 y \\ b_1 \sum x_1 x_2 + b_2 \sum x_2^2 &= \sum x_2 y \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

В уравнении (2.17) приняты обозначения:

$$\sum x_1^2 = \sum (X_1 - \bar{X}_1)^2;$$

$$\sum x_1 y = \sum (X_1 - \bar{X}_1)(Y - \bar{Y});$$

$$\sum x_2 y = \sum (X_2 - \bar{X}_2)(Y - \bar{Y});$$

$$\sum x_2^2 = \sum (X_2 - \bar{X}_2)^2.$$

Отметим важный физический смысл коэффициентов множественной регрессии. Например, коэффициент b_1 в формуле (2.16) отвечает на вопрос, на сколько единиц в среднем изменяется Y_1 , если X_1 изменяется на одну единицу в предположении, что X_2 при этом сохраняет постоянное значение.

При анализе с помощью множественной регрессии используется множественный коэффициент детерминации R^2 , называемый также квадратом коэффициента множественной корреляции R , который определяется по формуле [67]:

$$R^2 = \frac{\sum (Y_i - \bar{Y})^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2} = \frac{b_1^2 \sum x_1^2 + b_2^2 \sum x_2^2 + 2 \cdot b_1 b_2 \sum x_1 x_2}{\sum y^2}, \quad (2.18)$$

где y_i – значения переменной Y , взятые из корреляционной таблицы; Y_i – значения переменной Y , вычисленные по корреляционной формуле.

Из формулы (2.18) можно получить выражение для коэффициента множественной корреляции через коэффициенты парных корреляций:

$$R = \sqrt{\frac{r_{yx_1}^2 + r_{yx_2}^2 - 2 \cdot r_{yx_1} \cdot r_{yx_2} \cdot r_{x_2x_1}}{1 - r_{x_1x_2}^2}}. \quad (2.19)$$

Вероятная ошибка коэффициента корреляции при числе опытов n определяется по формуле

$$\Delta r = 0,6745 \frac{1 - r^2}{\sqrt{n}}. \quad (2.20)$$

Кроме того, для оценки результата аппроксимации используется средняя ошибка аппроксимации [67]:

$$\varepsilon = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - Y_i|}{y_i} \cdot 100\%. \quad (2.21)$$

При исследовании зависимости переменной Y от переменных X_1 и X_2 иногда бывает нужно установить степень влияния каждой из переменных X_1 и X_2 на переменную Y . Для оценки этого влияния в статистике применяют частные коэффициенты корреляции, оценивающие степень воздействия одного из факторов X_i на переменную Y при условии, что влияние другого фактора X_j на Y исключено.

Частные коэффициенты корреляции, обозначаемые $r_{yx_1 \cdot x_2}$ и $r_{yx_2 \cdot x_1}$, определяются по формулам [67]:

$$\left. \begin{aligned} r_{yx_1 \cdot x_2}^2 &= \frac{(r_{yx_1} - r_{yx_2} \cdot r_{x_2 x_1})^2}{(1 - r_{yx_2}^2)(1 - r_{x_2 x_1}^2)}; \\ r_{yx_2 \cdot x_1}^2 &= \frac{(r_{yx_2} - r_{yx_1} \cdot r_{x_2 x_1})^2}{(1 - r_{yx_1}^2)(1 - r_{x_2 x_1}^2)}. \end{aligned} \right\} \quad (2.22)$$

Следует отметить, что в обозначении частных коэффициентов корреляции исключенный фактор обозначается в индексе после точки.

С помощью уравнений регрессии получены зависимости параметров пара в пятом нерегулируемом отборе турбин Т-100/120-130 второй и третьей модификаций от величины электрической и тепловой нагрузок (см. рисунки 2.8 - 2.15).

При математическом описании теплофикационного режима работы турбин Т-100/120-130 зависимость давления и температуры пара в пятом отборе оценивалась с использованием уравнения множественной регрессии (2.16), в котором в качестве определяющих факторов принимались расход свежего пара (X_1) и давление в теплофикационном отборе (X_2). После подстановки коэффициентов множественной регрессии b_1 и b_2 , рассчитанных из системы уравнений (2.17), а также средних арифметических значений независимых величин (факторов) \bar{X}_1 и \bar{X}_2 в формулу (2.16) получены уравнения регрессии (2.23 - 2.30), на основании которых проведены плоскости в пространстве переменных X_1 , X_2 , Y (см. рисунки 2.8 - 2.15):

$$Y_1 = 0,0624 + 0,0007K_n X_1 - 1,676X_2, \quad (2.23)$$

где Y_1 - давление пара в пятом отборе, МПа, турбины Т-100/120-130-2 ст. №7 при одноступенчатом подогреве сетевой воды (ОПСВ), K_n - коэффициент поправки к расходу свежего пара, определяемый по типовой энергетической характеристике турбоагрегата типа Т-100/120-130 при отклонении давления и температуры свежего пара от номинальных значений.

$$Y_2 = 0,0517 + 0,0007K_n X_1 - 0,9858X_2, \quad (2.24)$$

где Y_2 - давление пара в 5-м отборе, МПа, турбины Т-100/120-130-3 при ОПСВ.

$$Y_3 = 0,0152 + 0,0004K_n X_1 + 0,1687X_2, \quad (2.25)$$

где Y_3 - давление пара в 5-м отборе, МПа, турбины Т-100/120-130-2 при двухступенчатом подогреве сетевой воды (ДПСВ).

$$Y_4 = -0,0599 + 0,0006K_n X_1 + 0,5746X_2, \quad (2.26)$$

где Y_4 - давление пара в 5-м отборе, МПа, турбины Т-100/120-130-3 при ДПСВ.

$$Y_5 = 115,6598 + 0,1057K_n X_1 - 224,4971X_2, \quad (2.27)$$

где Y_5 - температура пара в 5-м отборе, °С, турбины Т-100/120-130-2 при ОПСВ.

$$Y_6 = 118,8216 + 0,1003K_n X_1 - 146,8503X_2, \quad (2.28)$$

где Y_6 - температура пара в 5-м отборе, °С, турбины Т-100/120-130-3 при ОПСВ.

$$Y_7 = 103,5856 + 0,0683K_n X_1 + 54,1659X_2, \quad (2.29)$$

где Y_7 - температура пара в 5-м отборе, °С, турбины Т-100/120-130-2 при ДПСВ.

$$Y_8 = 99,0682 + 0,1006K_n X_1 + 33,2361X_2, \quad (2.30)$$

где Y_8 - температура пара в 5-м отборе, °С, турбины Т-100/120-130-3 при ДПСВ.

Для визуализации данных эксперимента использована программа «STATISTICA», применение которой позволило отразить в трехмерном пространстве плоскость, определяющую величину давления или температуры пара в пятом отборе в зависимости от изменения расхода свежего пара и давления в теплофикационном отборе (см. рисунки 2.8 - 2.15).

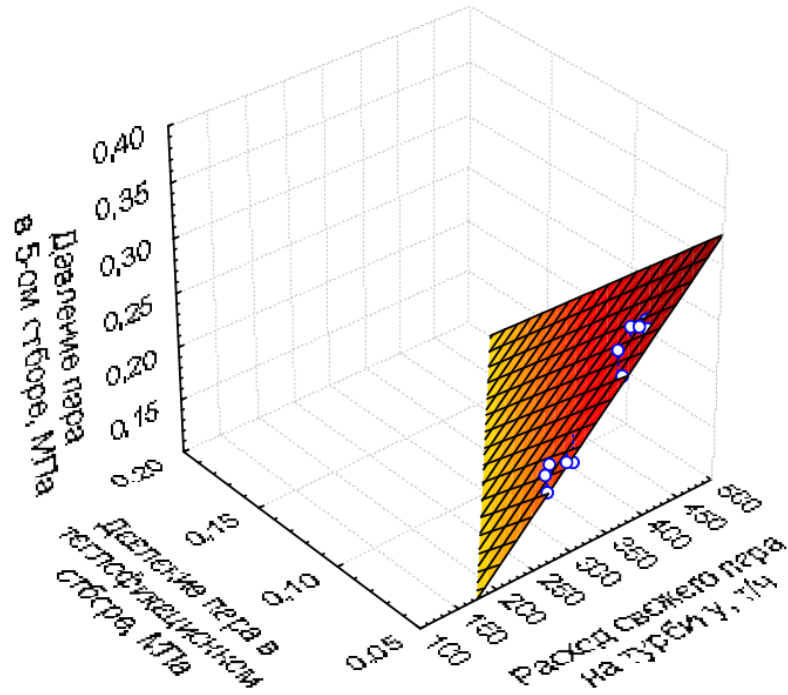


Рисунок 2.8 - Изменение давления пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-2 ст. № 7 при одноступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9642$)

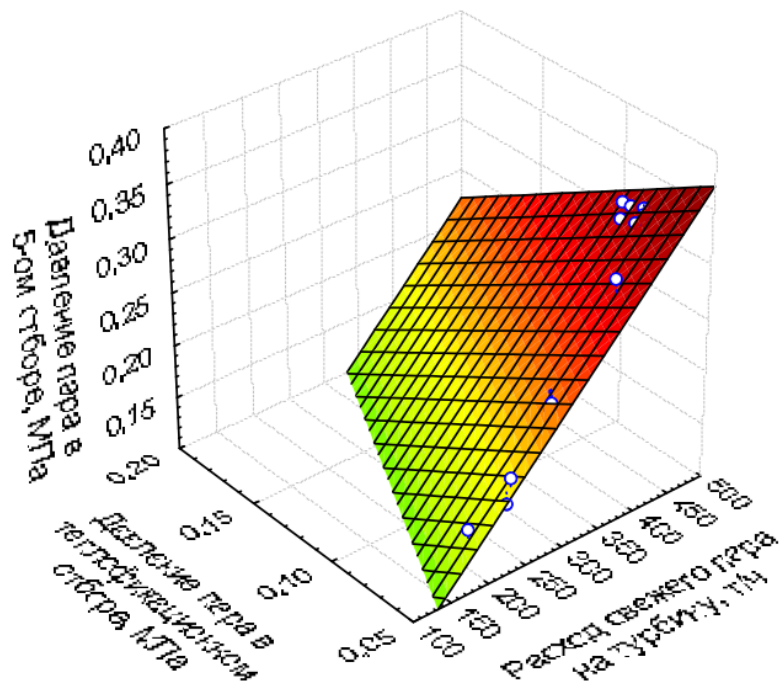


Рисунок 2.9 - Изменение давления пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-3 ст. № 8 при одноступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9946$)

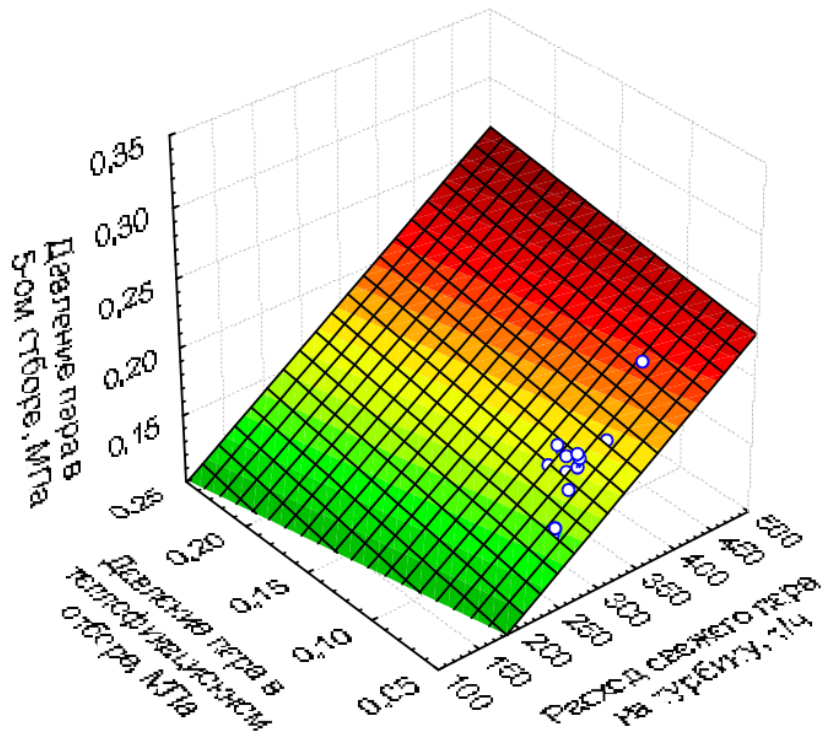


Рисунок 2.10 - Изменение давления пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-2 ст. № 7 при двухступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9763$)

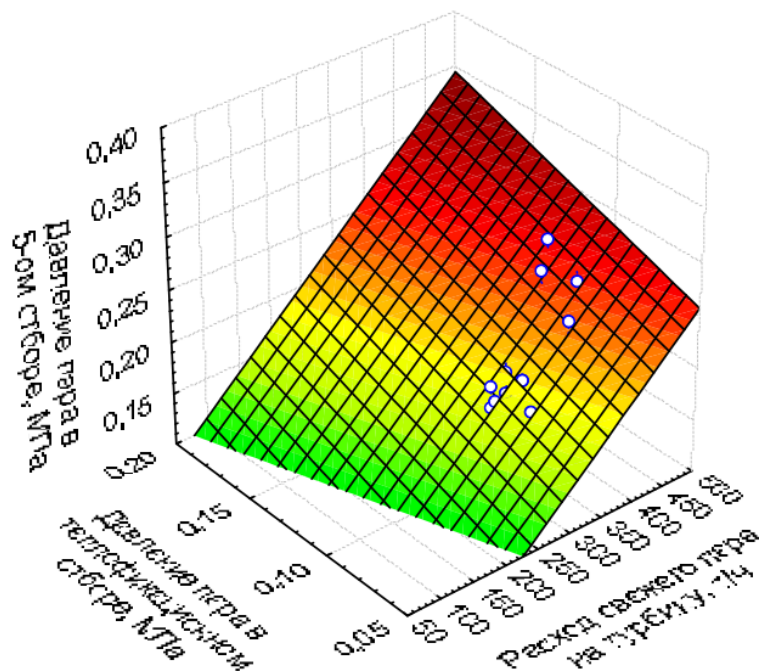


Рисунок 2.11 - Изменение давления пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-3 ст. № 8 при двухступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9794$)

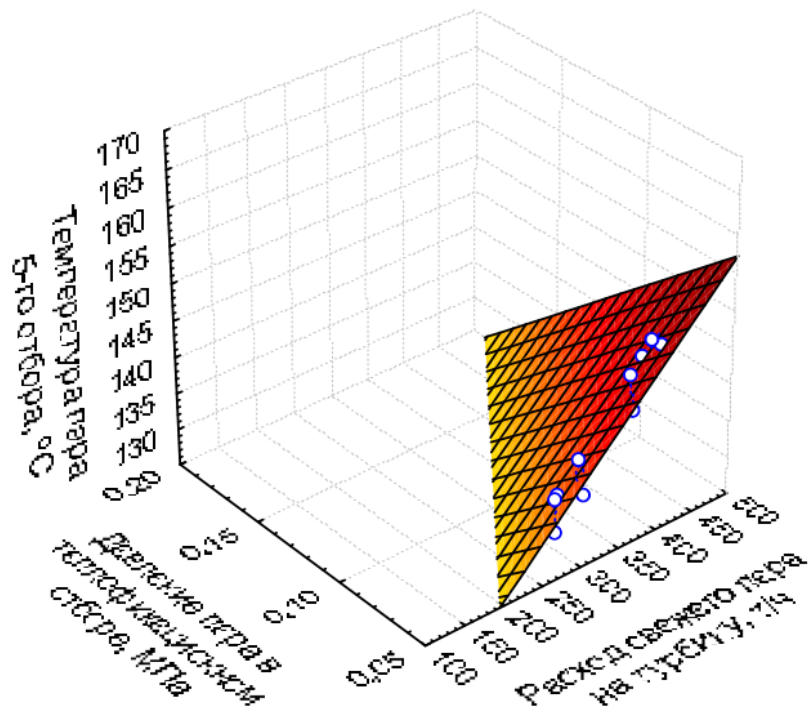


Рисунок 2.12 - Изменение температуры пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-2 ст. №7 при одноступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9471$)

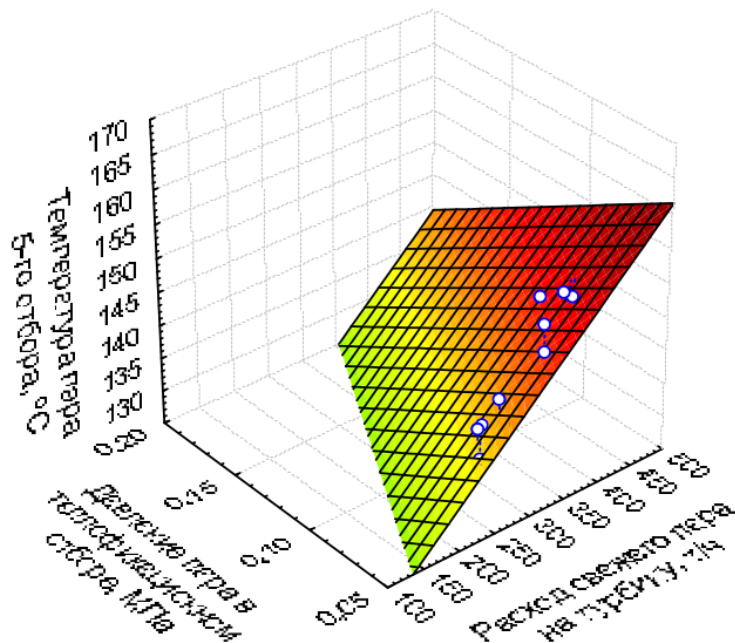


Рисунок 2.13 - Изменение температуры пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 при одноступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9794$)

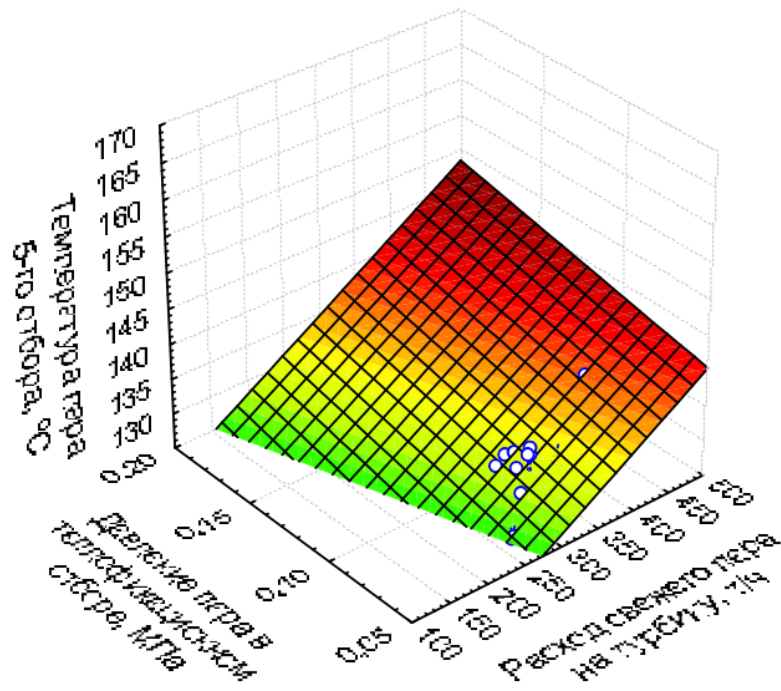


Рисунок 2.14 - Изменение температуры пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-2 ст. №7 при двухступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9025$)

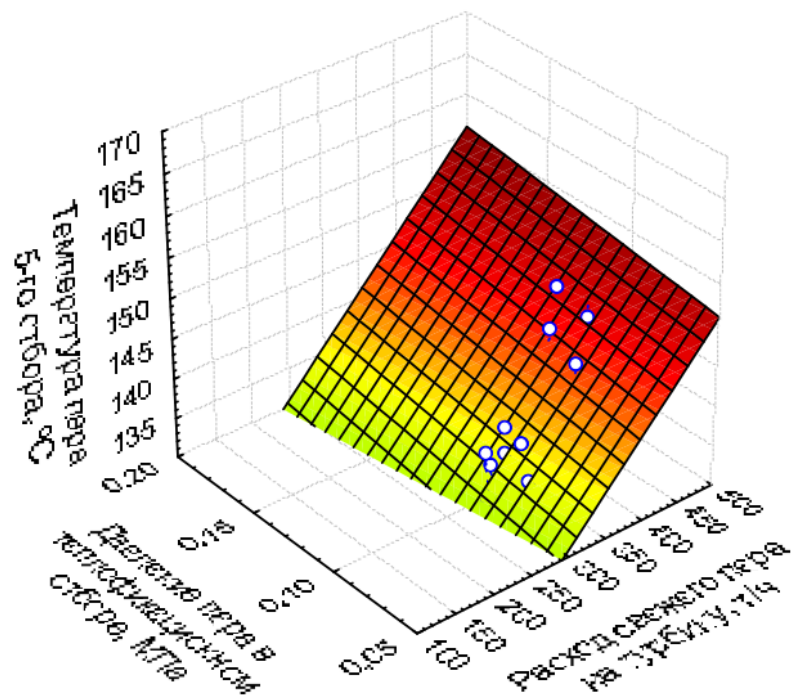


Рисунок 2.15 - Изменение температуры пара в пятом отборе турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 при двухступенчатом подогреве сетевой воды ($R = 0,9787$)

На результаты экспериментального исследования параметров пара пятого отбора турбины типа Т-100/120-130-2 ст. № 7 на теплофикационных режимах оказало влияние отсутствие 20-ой ступени, демонтированной в период аварийного ремонта в связи с дефектом одной из рабочих лопаток. Данное обстоятельство обусловило некоторое расхождение между результатами опытов двух турбин ст. № 7 и ст. № 8. Вместе с тем тенденция изменения результативного признака имеет одинаковый характер для обеих турбин, что говорит о достоверности результатов эксперимента.

Для оценки достоверности аппроксимации результатов теплофикационных опытов использованы коэффициенты множественной корреляции R , вычисленные по формулам (2.18) и (2.19). Результаты вычислений R , представленные на рисунках 2.8 - 2.15, указывают на очень сильную линейную связь, поскольку для всех опытов R больше 0,9.

Для оценки результата аппроксимации определена средняя ошибка аппроксимации по формуле (2.21), максимальное значение которой составило 0,05 %.

Анализ графических зависимостей, описывающих теплофикационные режимы работы турбин Т-100/120-130-2 и Т-100/120-130-3, выявил, что на величину результативного признака существенное влияние оказывает положение поворотной диафрагмы, регулирующей пропуск пара в конденсатор. Следует отметить, что зависимости, полученные при одноступенчатом подогреве сетевой воды, характеризуют режим работы турбин по электрическому графику, т.е. когда электрическая мощность вырабатывается как за счет теплофикационного потока пара, так и за счет пропуска пара в конденсатор. При проведении опытов с одноступенчатым подогревом сетевой воды электрическая мощность на обоих турбоагрегатах регулировалась путем изменения положения поворотных диафрагм и соответствующего изменения пропуска пара в конденсаторы турбин. Полученные для данного режима графические зависимости (см. рисунки 2.8, 2.9) показывают, что для поддержания избыточного давления в пятом отборе при одновременном росте тепловой нагрузки потребуется увеличение расхода свежего

пара на турбину. Например, для турбоагрегата ст. № 8 надежное и экономичное использование пятого отбора возможно при увеличении расхода свежего пара от 135 т/ч до 270 т/ч соответственно при росте величины давления в НТО от 0,05 МПа до 0,15 МПа.

Противоположное влияние на величину давления пара в пятом отборе оказывает рост теплофикационной нагрузки при работе турбины Т-100/120-130 по тепловому графику с полностью закрытой поворотной диафрагмой и минимальным пропуском пара в конденсатор. Режим теплового графика обеспечивался при двухступенчатом подогреве сетевой воды на турбинах Т-100/120-130-2 ст. №7 и Т-100/120-130-3 ст. №8 и представлен на рисунках 2.10 и 2.11. В связи с тем, что пятый отбор осуществляется за три ступени до камеры верхнего теплофикационного отбора (ВТО), а пропуск пара в конденсатор минимален (поворотная диафрагма на нижнем упоре), то при повышении давления в ВТО также повышается давление в проточной части турбины (в том числе 5-м отборе). Соответственно, для поддержания постоянного давления пара в пятом отборе (на рисунках 2.10 и 2.11 это давление соответствует 0,1 МПа) требуется снижение расхода свежего пара на турбину. Так, для того же турбоагрегата, работающего с включенным верхним теплофикационным отбором, расход свежего пара должен изменяться от 220 т/ч до 130 т/ч при соответствующем изменении давления в ВТО от 0,06 МПа до 0,15 МПа.

При исследовании зависимости температуры пара в пятом отборе от расхода свежего пара и величины отопительной нагрузки (см. рисунки 2.12 - 2.15) установлен одинаковый характер взаимосвязи переменных, который наблюдается в уравнениях регрессии, составленных для описания изменения давления в рассматриваемом отборе. Следовательно, можно сделать вывод о линейной зависимости температуры от давления в пятом отборе, которое в свою очередь связано сильной линейной связью с расходом свежего пара, что подтверждается частными коэффициентами корреляции. Кроме того, проведена оценка степени перегрева пара в пятом отборе, которая в среднем на 20 °С выше температуры насыщения. Наличие столь незначительного перегрева пара позволяет сделать

вывод о нецелесообразности использования этого перегрева в теплообменниках за счет установки специальных поверхностей нагрева – пароохладителей.

Выводы по результатам экспериментального исследования

1. В ходе расчетно-экспериментального исследования определены режимные параметры работы турбоустановок с турбинами типа Т-100/120-130, обеспечивающие избыточное давление в пятом нерегулируемом отборе. Получены уравнения регрессии, описывающие зависимость параметров пара в пятом отборе от расхода свежего пара и давления в теплофикационном отборе для режимов работы турбин по тепловому и электрическому графикам.

2. Выявлено, что при работе турбин типа Т-100/120-130 с включенным теплофикационным отбором и использованием пара из пятого нерегулируемого отбора сверх отбора на регенерацию необходимо учитывать по какому из графиков (электрическому или тепловому) эксплуатируется турбоагрегат (ТА). Так, в случае работы ТА по электрическому графику нагрузок для обеспечения избыточного давления в пятом отборе необходимо увеличивать расход свежего пара одновременно с увеличением тепловой нагрузки, а при работе по тепловому графику – уменьшать расход пара, поступающего на турбину.

3. Установлено, что для наиболее часто встречающихся в эксплуатации теплофикационных режимов при работе турбоагрегата по электрическому графику, расход свежего пара на турбину Т-100/120-130, обеспечивающий избыточное давление в пятом отборе, должен составлять около 200 т/ч.

4. Организация режимов работы турбин типа Т-100/120-130 на ТЭЦ с расходом свежего пара, превышающим минимально допустимый (200 т/ч) по условиям стабильного избыточного давления в пятом отборе, не представляет затруднений.

2.2. Оптимизация режимов работы водоподготовительных установок ТЭЦ

2.2.1. Энергоэффективное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

В предыдущей главе отмечено, что для многих отечественных ТЭЦ, подключенных к открытым системам теплоснабжения, характерны значительные расходы подпиточной воды теплосети. По данным Минэнерго России из 170 городов с численностью более 100 тыс. человек закрытые системы теплоснабжения применяются только в 88 городах (82 города РФ с открытыми системами теплоснабжения). Также характерной особенностью ТЭЦ с открытыми системами теплоснабжения является наличие значительного количества установленных баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети. В соответствии с п. 6.17 СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» [173] на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды, при этом расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

На ТЭЦ, подключенных к открытым системам теплоснабжения, с расходом подпиточной воды теплосети, превышающим $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$, и имеющих достаточное количество баков-аккумуляторов, существует возможность снизить долю конденсационной выработки электроэнергии в период несения станцией максимальной электрической нагрузки.

Для таких электростанций характерны следующие режимы работы: ночью, при минимальном расходе подпиточной воды теплосети баки-аккумуляторы начинают заполнять деаэрированной подпиточной водой, увеличивая при этом производительность водоподготовительной установки; днем, при увеличении водоразбора на цели ГВС баки-аккумуляторы начинают использовать для компенсации часовой неравномерности водопотребления [68, 69].

Такой режим работы был актуален в советское время, в связи с тем, что для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей требовался значительный расход подпиточной воды, который в период максимального водопотребления, как правило, был выше максимальной производительности водоподготовительных установок ТЭЦ.

В настоящее время по всем открытым системам теплоснабжения наблюдается существенное сокращение расхода подпиточной воды теплосети (в 2 - 3 раза), что делает описанный выше режим работы неоправданным. Так, например, на Ульяновской ТЭЦ-1 расход подпиточной воды сократился с 3000 м³/ч до 700 - 1000 м³/ч.

Значительное снижение расхода подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения (ГВС) обусловлено несколькими причинами:

- использованием закрытых систем теплоснабжения у вновь подключаемых потребителей (в соответствии с Федеральным законом № 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении» все новые объекты капитального строительства подключаются к системам теплоснабжения по закрытой схеме);
- установкой приборов коммерческого учета у большинства потребителей тепловой энергии, стимулирующей рациональное потребление горячей воды;
- применением современной бытовой техники: стиральных и посудомоечных машин, потребляющих только холодную воду.

Существенное снижение расхода подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения можно эффективно использовать для увеличения доли выработки электрической энергии отработавшим паром турбоустановок. Как правило, на ТЭЦ значительные расходы исходной подпиточной воды подогреваются во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин, что позволяет вырабатывать наибольшее количество электроэнергии на тепловом потреблении, а, следовательно, существенно экономить первичные энергоресурсы.

В целях повышения энергоэффективности ТЭЦ, подключенных к открытым системам теплоснабжения, предложен новый режим работы

водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети, в соответствии с которым в часы максимального электропотребления при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин подпиточную воду теплосети аккумулируют в существующих баках-аккумуляторах за счет увеличения пропускной способности исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора выделенной паровой турбины, а в часы снижения электропотребления накопленную в баках-аккумуляторах подпиточную воду теплосети направляют в обратный трубопровод теплосети перед сетевыми подогревателями с одновременным уменьшением пропускной способности исходной подпиточной воды теплосети через встроенный пучок конденсатора паровой турбины. Усовершенствованный режим работы позволяет сохранить полезную емкость аккумуляторных баков для дальнейшего их заполнения в часы, приходящиеся на период несения станцией максимальной электрической мощности, а также повысить выработку электроэнергии на тепловом потреблении в часы максимального электропотребления при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин.

Следует отметить, что усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ целесообразно реализовывать с использованием одной или нескольких выделенных турбин, конденсаторы которых охлаждаются только исходной подпиточной водой теплосети. Такой режим работы станции позволит обеспечить максимальную выработку электроэнергии на тепловом потреблении в выделенной турбине за счет отработавшего пара. Для реализации предложенного режима без снижения маневренности ТЭЦ потребуется реконструкция в системе обратного водоснабжения. В частности, целесообразно внедрение частотного регулирования электродвигателей на циркуляционных насосах, а также установка регулирующих поворотных затворов на линиях охлаждающей воды на выходе из конденсаторов выделенных турбин. Такая реконструкция обратной системы водоснабжения позволит быстро увеличить расход охлаждающей воды через конденсаторы турбин в случае необходимости набора станцией пиковой электрической мощности.

Основным преимуществом нового режима работы водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети является возможность обеспечения требуемого подогрева исходной подпиточной воды теплосети перед декарбонизацией и вакуумной деаэрацией (до 30 – 35 °С) в выделенных турбинах.

При использовании типовой схемы заполнения баков-аккумуляторов в ночное время, как правило, турбины ТЭЦ работают с минимальными попусками пара в конденсаторы, что не позволяет обеспечить требуемый подогрев исходной подпиточной воды теплосети. Проведенный анализ фактического режима работы Ульяновской ТЭЦ-1 в зимний период показал, что нагрев исходной подпиточной воды теплосети во встроенных пучках конденсаторов турбин не превышает 10 - 12 °С. Дальнейший подогрев воды до 30 - 35 °С осуществляется в подогревателе исходной воды (ПИВ) за счет пара производственного отбора.

Новый режим работы ВПУ легко реализуется на ТЭЦ, не использующих установок умягчения подпиточной воды теплосети и ограничивающихся вакуумной деаэрацией совместно с вводом ингибиторов коррозии (комплексонов). При этом для исключения снижения качества деаэрации в переменных режимах целесообразно обеспечивать загрузку вакуумных деаэраторов в диапазоне 30 - 60 % от номинала.

Для ВПУ с установками умягчения предложена и запатентована схема ТЭЦ, в которой аккумулирующую емкость включают в трубопровод исходной подпиточной воды теплосети между конденсатором и установкой умягчения воды (см. рисунок 2.16) [71].

Предложенное решение позволяет повысить эффективность деаэрации за счет выравнивания расхода исходной подпиточной воды теплосети перед вакуумным деаэратором, а также обеспечить максимальную выработку электроэнергии на тепловом потреблении без снижения качества водоподготовки.

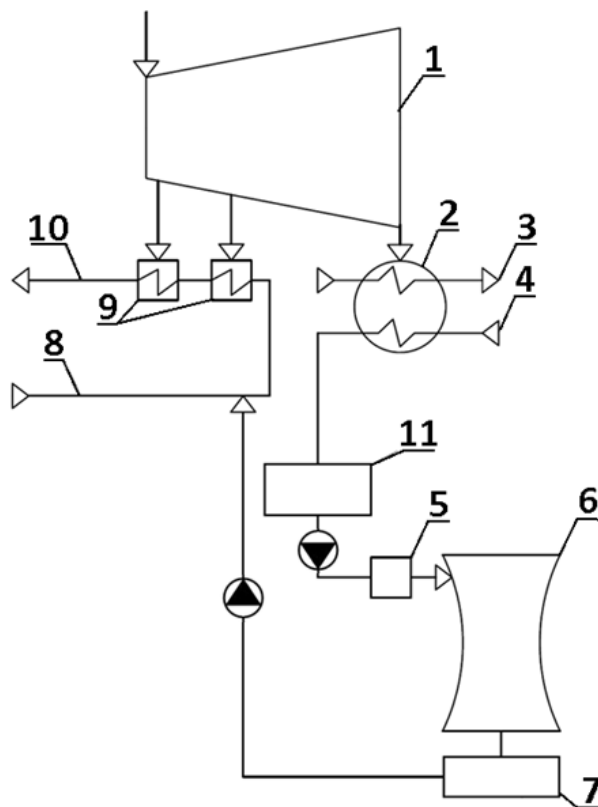


Рисунок 2.16 - Схема работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети ВПУ с установками умягчения: 1 – паровая турбина; 2 – конденсатор паровой турбины; 3 – трубопровод охлаждающей технической воды; 4 – трубопровод исходной подпиточной воды теплосети; 5 – установка умягчения; 6 – вакуумный деаэратор подпиточной воды; 7 – баки запаса уровня; 8 – обратный трубопровод сетевой воды; 9 – сетевые подогреватели; 10 – подающий трубопровод сетевой воды; 11 – аккумулирующая емкость

Результаты расчета энергетической эффективности новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети представлены в п. 7.3 главы 7.

2.2.2. Исследование применимости нового режима использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

Цель исследования

Усовершенствованный режим работы водоподготовительной установки приготовления подпиточной воды теплосети с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления, предусматривает изменение

существующего режима работы, при котором в ночное время, когда расход подпиточной воды теплосети минимален, происходит интенсивное заполнение баков-аккумуляторов деаэрированной подпиточной водой за счет увеличения производительности водоподготовительной установки.

Применение предложенного режима работы позволяет сохранить полезную емкость баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для дальнейшего их заполнения в часы несения станцией максимальной электрической мощности. Основным преимуществом нового режима является увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении при максимальном пропуске пара в конденсаторы паровых турбин в часы максимального электропотребления.

Исследование промышленной применимости нового режима работы водоподготовительной установки с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления проводилось на примере Ульяновской ТЭЦ-1. На УлТЭЦ-1 имеется значительный запас емкости баков-аккумуляторов: три резервуара объемом по 5000 м³ и четыре – по 3000 м³ (суммарная полезная емкость 21 600 м³).

Для предотвращения влияния исследования на режим работы УлТЭЦ-1 использовался метод пассивного эксперимента. Пассивный эксперимент подразумевает под собой измерение исследуемых параметров и режимов без воздействий на изучаемый объект во время нормального функционирования технологического объекта, а значит, позволяет избежать возможного недоотпуска тепловой и электрической энергии [63, 64].

В качестве измеряемых параметров были выбраны величина генерируемой ТЭЦ электроэнергии, расход подпиточной воды теплосети, а также температуры исходной подпиточной воды теплосети на входе и выходе из встроенного пучка конденсатора турбины.

Режим работы установки подпитки теплосети Ульяновской ТЭЦ-1

Схема подготовки подпиточной воды теплосети Ульяновской ТЭЦ-1 состоит из установки подпитки теплосети № 1 и № 2 (см. рисунок 2.17).

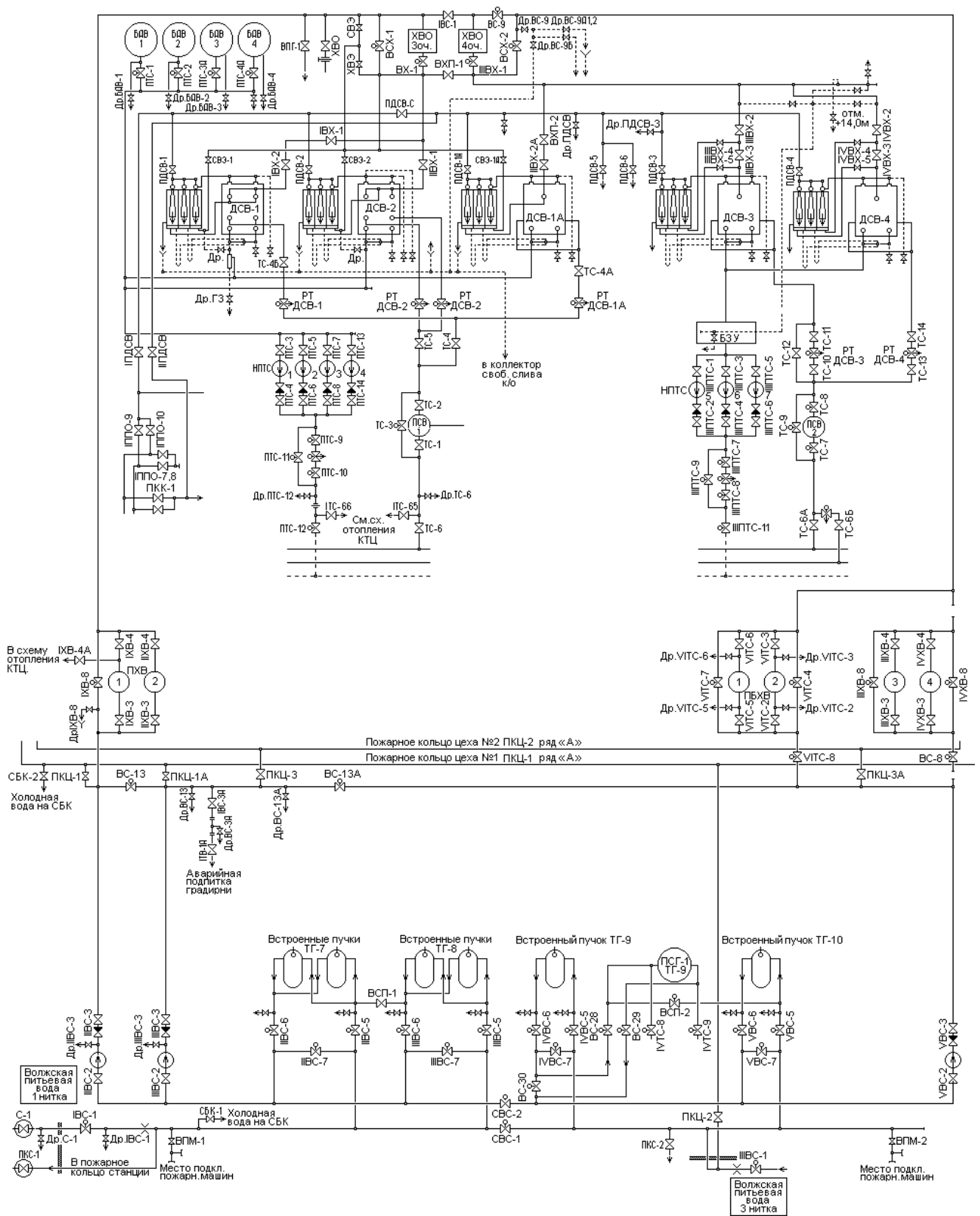


Рисунок 2.17 - Схема подготовки подпиточной воды теплосети Ульяновской ТЭЦ-1

В состав установки подготовки подпиточной воды теплосети входят:

- встроенные пучки конденсаторов турбин ТГ-7, 8, 9, 10;
- насосы «сырой» воды НСВ-2, 3, 5 типа Д3200-75 (20НДс);
- подогреватели сырой воды ПХВ № 1, 2, ПБХВ № 1, 2 (ПХВ-1, 2 типа ПСВ-315-14-23; ПБХВ-1, 2 типа ПСВ-500-14-23), предназначенные для подогрева исходной подпиточной воды теплосети перед подачей в декарбонизаторы.

В состав установки подпитки теплосети № 1 входят: три вакуумных деаэрата ДСВ №№ 1, 1А, 2 (типа ДВ-800М), предназначенные для удаления из подпиточной воды теплосети кислорода и свободной углекислоты; подогреватель сетевой воды ПСВ № 1 (типа ПСВ-315-14-23), предназначенный для подогрева сетевой воды, подаваемой на вакуумные деаэраты в качестве греющей среды; баки-аккумуляторы (БАВ-1 - 4 емкостью по 3000 м³ каждый), в которые через гидрозатвор сливается деаэрированная вода после вакуумных деаэратов ДСВ №№ 1, 1А, 2; насосы подпитки теплосети НПТС 1, 2, 3, 4; регулятор подпитки теплосети № 1 (РП ТС № 1); трубопроводы и запорная арматура; контрольно-измерительные приборы.

В состав установки подпитки теплосети № 2 входят: вакуумные деаэраты ДСВ №№ 3, 4 (типа ДВ-800М), подогреватель сетевой воды ПСВ № 2 (типа ПСВ-315-14-23), предназначенный для подогрева сетевой воды, подаваемой на ДСВ № 3, 4 в качестве греющей среды; бак запаса уровня (БЗУ), для обеспечения устойчивой работы насосов подпитки теплосети НПТС 5, 6, 7; насосы подпитки теплосети НПТС №№ 5, 6, 7 (типа Д800-57); регулятор подпитки теплосети № 2 (РП ТС № 2); трубопроводы и запорная арматура; контрольно-измерительные приборы.

Также на УлТЭЦ-1 имеется так называемая станция подпитки теплосети (СПТС) с установленными баками-аккумуляторами подпиточной воды теплосети №№ 5, 6, 7 объемом 5000 м³ каждый ($\Sigma V = 15\ 000\ \text{м}^3$); насосами баков-аккумуляторов НБА №№ 1, 2, 3, 4 (типа СД800-32), предназначенными для разрядки баков-аккумуляторов №№ 5, 6, 7; регулятором «разрядки» «Р-Р» баков-

аккумуляторов №№ 5, 6, 7; регулятором «зарядки» «Р-3» баков-аккумуляторов №№ 5, 6, 7.

Исходная вода питьевого качества для подпитки теплосети подается с водоканала по 2-м трубопроводам (по 1 и 3 ниткам) в общий подающий коллектор, имеющий секционную задвижку СВС-1. Из общего коллектора исходная вода подается на встроенные трубные пучки конденсаторов турбин ТГ-7, 8, 9, 10, где происходит предварительный нагрев воды, которая, пройдя встроенные пучки, собирается в общий сборный коллектор, имеющий секционную задвижку СВС-2. Из общего сборного коллектора исходная вода поступает на всас насосов «сырой» воды НСВ-2, 3, 5 и затем - в напорный коллектор НСВ, имеющий секционные задвижки ВС-13, 13А. С напорного коллектора НСВ исходная вода поступает в ПХВ-1, 2 и ПБХВ-1, 2, где происходит дополнительный подогрев исходной воды до температуры 30 - 40 °С. Далее подогретая до требуемой температуры исходная вода направляется в химический цех (ХВО) по 2-м трубопроводам (3 и 4 очередь).

В химическом цехе (ХВО) исходная вода поступает в декарбонизаторы, где вводится ингибитор отложений минеральных солей. Из химического цеха подпиточная вода теплосети по 2-м трубопроводам (3 и 4 очередь) возвращается в котлотурбинный цех для деаэрации в вакуумных деаэраторах ДСВ-1, 1А, 2, 3, 4.

Пройдя деаэрацию в ДСВ-1, 1А, 2, подпиточная вода теплосети поступает на всас подпиточных насосов НПТС-1, 2, 3, 4 или в баки-аккумуляторы № 1, 2, 3, 4, в зависимости от расхода подпиточной воды, и далее через регулятор подпитки теплосети РП ТС № 1 - направляется в обратный трубопровод теплосети.

Пройдя деаэрацию в ДСВ-3, 4, подпиточная вода теплосети поступает в бак запаса уровня (БЗУ). Из БЗУ подпиточная вода поступает на всас подпиточных насосов НПТС-5, 6, 7 и далее через регулятор подпитки теплосети РП ТС № 2 в обратный трубопровод теплосети.

При увеличении расхода подпитки теплосети в пиковые часы для поддержания давления в обратной магистрали в работу включается станция подпитки теплосети (СПТС). В соответствии с типовой схемой заполнение баков -

аккумуляторов №№ 5, 6, 7 осуществляется в ночное время за счет открытия регулятора «зарядки» «Р-3». Для опорожнения баков-аккумуляторов №№ 5, 6, 7 в пиковые часы в работу включаются насосы НБА № 1, 2, 3, 4. Для регулирования расхода воды используется регулятор «разрядки» «Р-Р» баков-аккумуляторов №№ 5, 6, 7.

Результаты исследования

В результате исследования получены значения фактических величин генерируемой УлТЭЦ-1 электроэнергии и расхода подпиточной воды теплосети, изменяющиеся во времени по часам суток, дням недели и периодам года (см. рисунки 2.18 – 2.20).

Полученные данные позволяют определить часы несения станцией максимальной электрической нагрузки, а также «пики» максимального расхода подпиточной воды теплосети. Так, рост выработки электроэнергии, как правило, начинается в 8 часов утра и продолжается в среднем 11 - 12 часов, а увеличение расхода подпиточной воды теплосети происходит в 5 часов утра, при этом максимальное водопотребление фиксируется с 19 - 21 часов вечера. Анализ полученных данных показывает, что характер изменения среднечасовых значений электрической мощности и расхода подпиточной воды теплосети сохраняется в течение года как в отопительный, так и в неотопительный период.

Основным критерием применимости нового режима работы ВПУ с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления является возможность своевременной разрядки аккумуляторных баков.

Как правило, при заполнении баков-аккумуляторов в ночное время ТЭЦ несет минимальную электрическую мощность, соответственно с минимальными пропусками пара в конденсаторы турбин, что не позволяет обеспечить требуемый нагрев исходной воды (30 - 40 °С) во встроенных пучках. Поэтому для дополнительного подогрева исходной воды используют ПХОВ.

Средний расход исходной подпиточной воды теплосети, а также ее температуры на входе и выходе из встроенного пучка конденсатора турбины составляют:

- неотапительный – $G = 689$ т/ч, $t_{\text{BX}} = 20,3$ °C, $t_{\text{ВЫХ}} = 29,5$ °C;
- переходный – $G = 780$ т/ч, $t_{\text{BX}} = 6,6$ °C, $t_{\text{ВЫХ}} = 15,0$ °C;
- отопительный – $G = 683$ т/ч, $t_{\text{BX}} = 1,0$ °C, $t_{\text{ВЫХ}} = 12,7$ °C.

N, МВт

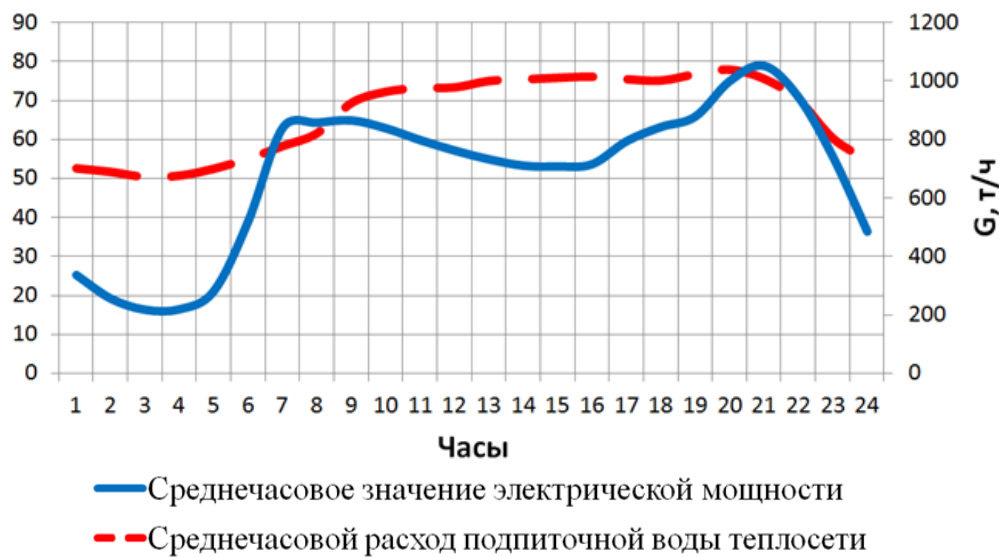


Рисунок 2.18 - График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в неотапительный период

N, МВт

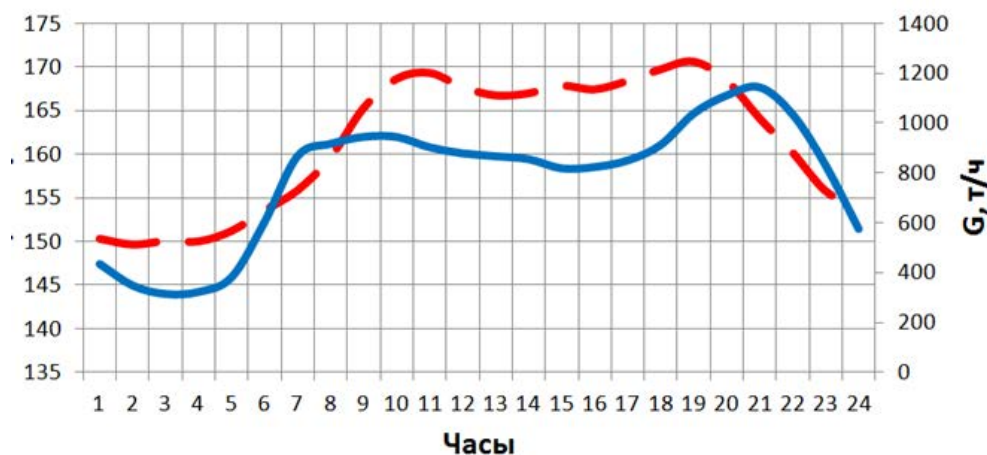


Рисунок 2.19 - График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в переходный период: обозначения линий те же, что на рисунке 2.18

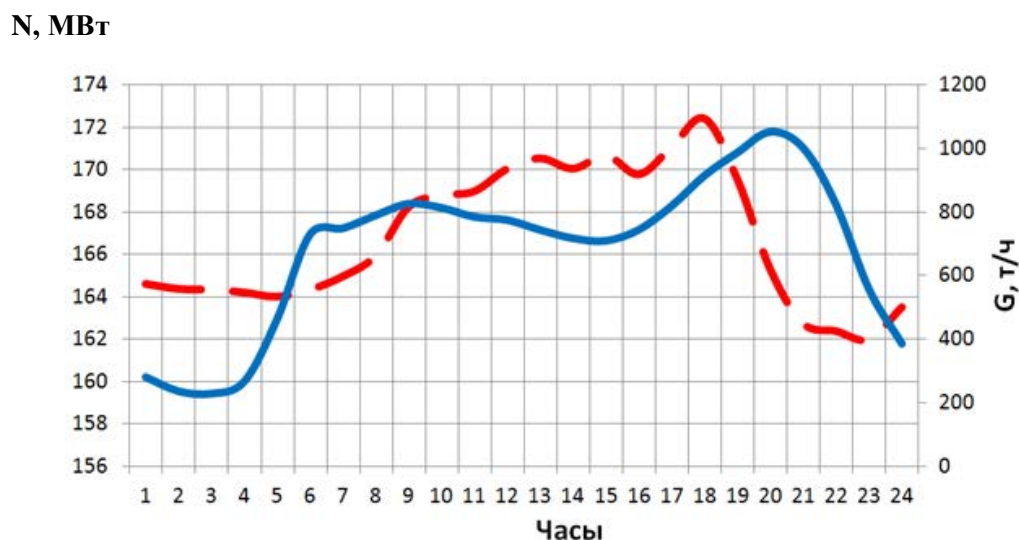
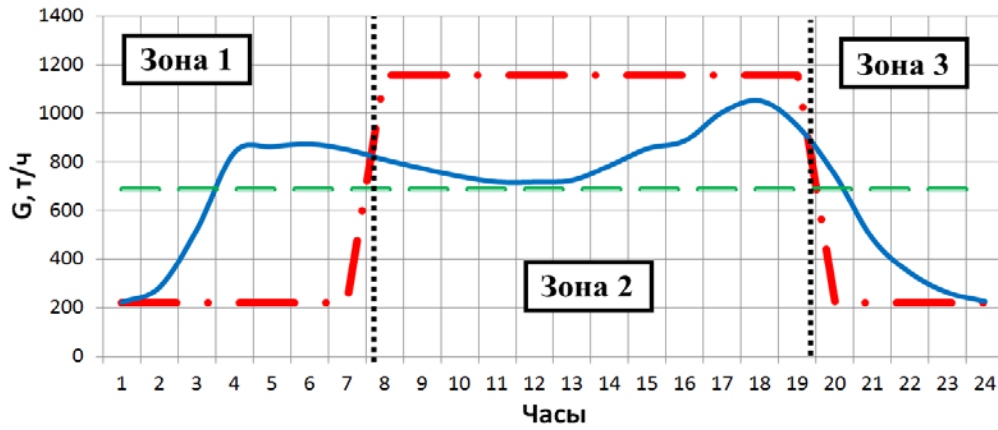


Рисунок 2.20 - График зависимости выработки электроэнергии и подпитки теплосети в отопительный период: обозначения линий те же, что на рисунке 2.20

На основе полученных на примере УлТЭЦ-1 данных смоделированы новые энергоэффективные режимы использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для характерных периодов года: отопительного, переходного и неотопительного, представленные на рисунках 2.21 - 2.23.

На рисунке 2.21 представлен предложенный суточный график использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для неотопительного периода с указанием зон заполнения и разрядки баков-аккумуляторов (АБ). Из графика видно, что процесс заполнения происходит в течение 12 часов в зоне 2, объем подпиточной воды, аккумулированной на станции за это время, не превышает 5 000 м³ при полезной емкости установленных АБ 21 600 м³. В зонах № 1 и № 3, которые приходятся на часы несения станцией минимальной электрической нагрузки, происходит снижение расхода исходной подпиточной воды теплосети с одновременным опорожнением баков-аккумуляторов.

Аналогичным образом реализуется усовершенствованный режим энергоэффективного использования баков-аккумуляторов для переходного и отопительного периодов (см. рисунки 2.22 и 2.23).



- · - · расход исходной воды через встроенный пучок конденсатора выделенной турбины
- — фактический расход подпиточной воды теплосети
- · - · фактический среднесуточный расход подпиточной воды теплосети

Рисунок 2.21 - Новый режим использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для неотапливаемого периода

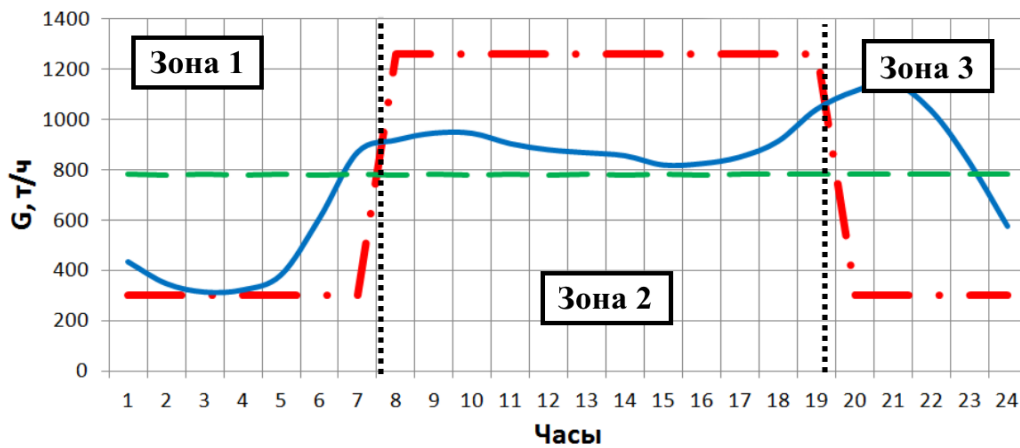


Рисунок 2.22 - Новый режим использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для переходного периода: обозначения линий те же, что на рисунке 2.23

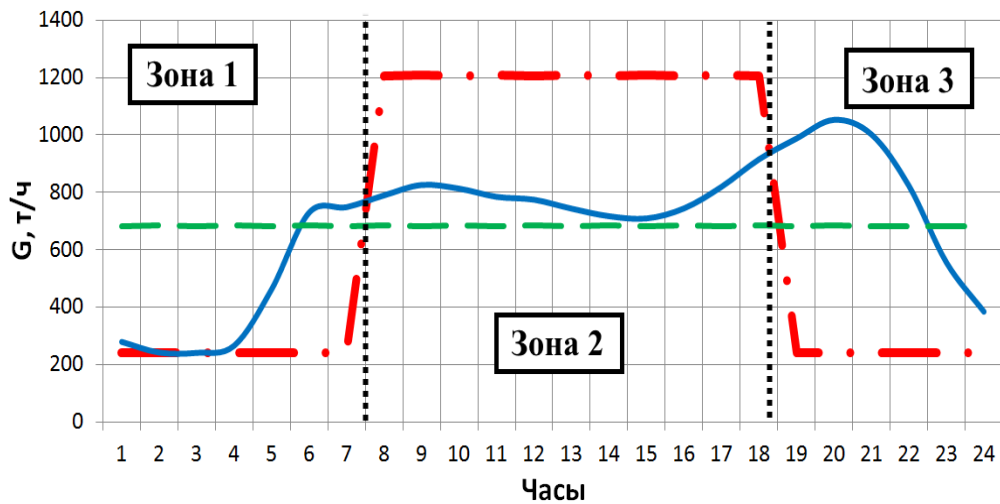


Рисунок 2.23 - Новый режим использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для отопительного периода: обозначения линий те же, что на рисунке 2.23

Значения расходов и объемов накопленной подпиточной воды теплосети для нового режима использования баков-аккумуляторов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Значения расходов и объемов подпиточной воды теплосети для нового режима использования баков-аккумуляторов

| Параметр | Период | | |
|--|--------------|------------|----------------|
| | Отопительный | Переходный | Неотопительный |
| Средний расход исходной воды, т/ч | 689 | 780 | 683 |
| Продолжительность заполнения баков-аккумуляторов, ч | 12 | 12 | 11 |
| Расход исходной воды в часы максимальной электрической нагрузки, т/ч | 1158 | 1261 | 1207 |
| Расход исходной воды в часы минимальной электрической нагрузки, т/ч | 220 | 300 | 240 |
| Объем накопленной воды, м ³ | 3882 | 4365 | 4651 |
| Объем воды, использованной для подпитки, м ³ | 3882 | 4365 | 4651 |

Из таблицы 2.5 видно, что разрядка баков-аккумуляторов до минимальных значений осуществима в условиях эксплуатации ТЭЦ при заполнении баков-аккумуляторов в течение 11 - 12 часов. Таким образом, применительно к реальным условиям работы УлТЭЦ-1 переход на новый режим работы ВПУ с заполнением баков-аккумуляторов в часы максимального электропотребления позволяет наиболее полно использовать преимущества теплофикации за счет максимально возможного использования отработавшего пара турбин для подогрева исходной подпиточной воды теплосети.

Таким образом, проведенное исследование режимов работы ВПУ на примере Ульяновской ТЭЦ-1 подтверждает возможность тиражирования новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

2.3. Выводы по главе 2

1. Разработана и запатентована серия научно обоснованных технических и технологических решений с использованием регенеративных отборов пара теплофикационных турбин, позволяющая обеспечить нормативное качество обрабатываемой воды и существенно повысить тепловую экономичность водоподготовки и всей электростанции в целом. Предложенные технические решения в соответствии с патентами РФ №№ 2275509, 2278981, 2287699, 2293852, 2287703, 2278982, 2287702, 2287701 реализованы в филиале «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» (акты внедрения представлены в Приложении).

2. По результатам проведенного на действующей ТЭЦ расчетно-экспериментального исследования определены режимные характеристики работы турбоустановок с турбинами типа Т, обеспечивающие избыточное давление в 5-м нерегулируемом отборе. Получены уравнения регрессии, описывающие зависимость параметров пара в 5-м отборе от расхода свежего пара и давления в теплофикационном отборе для различных режимов работы турбин.

2.1. Выявлено, что при работе турбины типа Т-100/120-130 с включенным теплофикационным отбором и использованием пара из пятого нерегулируемого отбора сверх отбора на регенерацию необходимо учитывать по какому из графиков (электрическому или тепловому) эксплуатируется турбоагрегат (ТА). Так, в случае работы ТА по электрическому графику нагрузок для обеспечения избыточного давления в пятом отборе необходимо увеличивать расход свежего пара одновременно с увеличением тепловой нагрузки.

2.2. Установлено, что для наиболее часто встречающихся в эксплуатации теплофикационных режимов при работе турбоагрегата по электрическому графику, расход свежего пара на турбину Т-100/120-130, обеспечивающий избыточное давление в пятом отборе, должен составлять около 200 т/ч, а электрическая мощность – около 50 МВт. Обеспечение режимов работы турбин типа Т-100-130 с расходом свежего пара, превышающим минимально допустимый

по условиям стабильного избыточного давления в пятом отборе, не представляет затруднений.

3. Предложен усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

3.1. Проведенное исследование режимов работы ВПУ на примере Ульяновской ТЭЦ-1 подтверждает возможность тиражирования новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННОГО НА СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ мини-ГЭС НА НАСОСНО-ДРОССЕЛИРУЮЩИХ СТАНЦИЯХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

3.1. Исследование возможности использования мини-ГЭС на насосно- дросселирующих станциях теплофикационных систем

Во многих крупных городах Российской Федерации эксплуатируются централизованные системы теплоснабжения (ЦСТ), в которых для повышения давления используются насосно-дросселирующие станции (НДС). Так, проведенные энергетические обследования показали, что в ЦСТ городов Приволжского федерального округа таких как Нижний Новгород, Самара, Тольятти, Саратов, Ульяновск применяются насосно-дросселирующие станции. Типовая схема применяемых в теплофикационных системах насосно-дросселирующих станций представлена на рисунке 3.1.

Для надежного теплоснабжения потребителей с высокими геодезическими отметками на НДС используют повысительные сетевые насосы, установленные на подающем трубопроводе тепловой сети. На рисунке 3.1 показано три повысительных сетевых насоса, после которых установлен регулятор давления РК-1, поддерживающий заданные параметры сетевой воды перед потребителями. Для исключения опорожнения систем отопления потребителей с высокими геодезическими отметками на обратном трубопроводе НДС устанавливаются так называемые «регуляторы подпора». На рисунке 3.1 «регулятор подпора» обозначен РК-№2.

Следует отметить, что в крупных системах теплоснабжения фактические расходы сетевой воды через насосно-дросселирующие станции достигают нескольких тысяч м³/ч. Так, например, в системе теплоснабжения от ТЭЦ ВАЗа (г. Тольятти) установлены три насосных станции (НС-1, НС-2 и НС-3) с проектной производительностью составляющей: 5 000 м³/ч – НС-1; 10 000 м³/ч – НС-2; 13 000 м³/ч – НС-3.

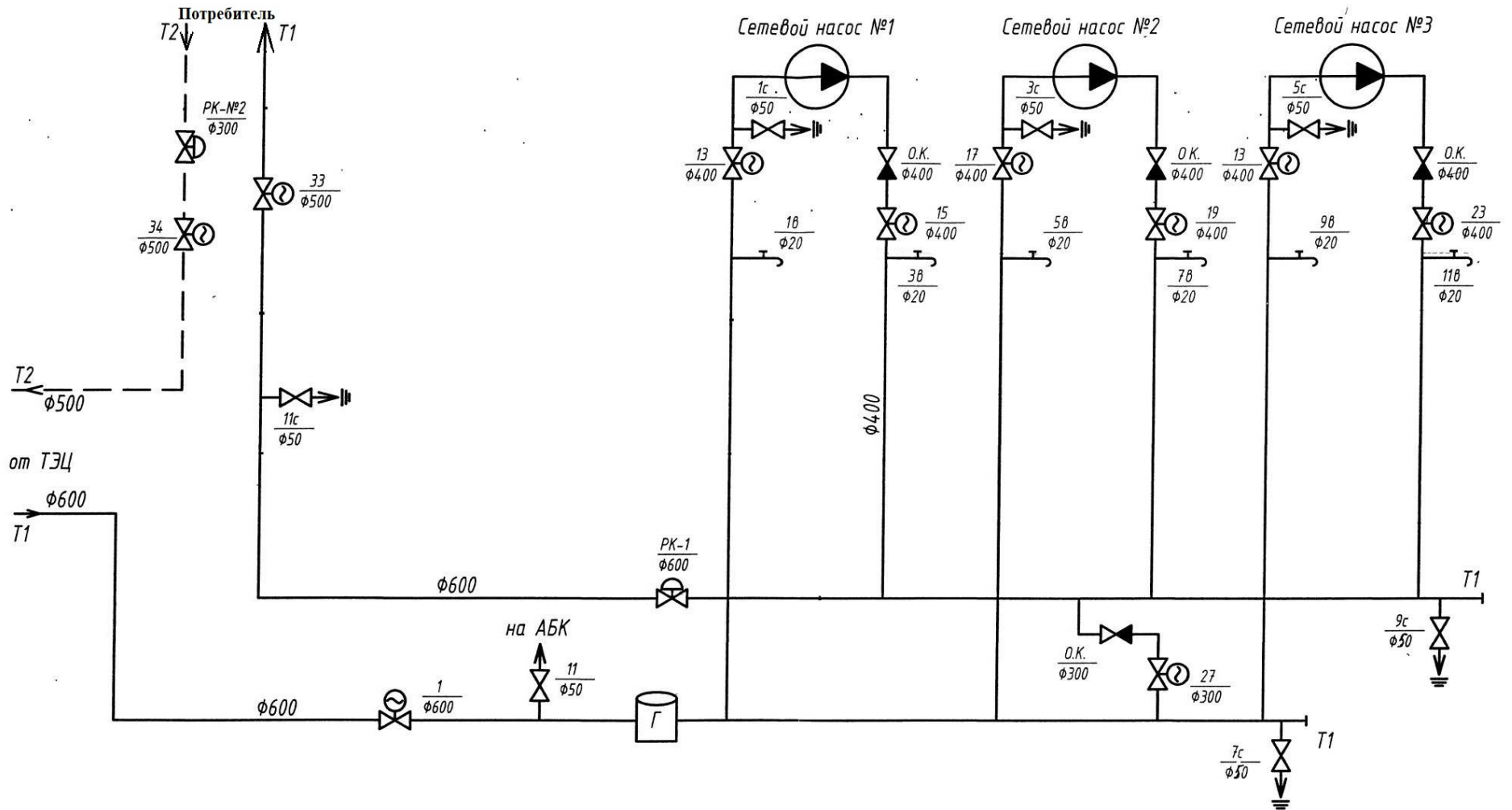


Рисунок 3.1 - Принципиальная типовая схема насосно-дросселирующей станции тепловых сетей

Ниже представлены результаты исследования режимов работы насосно-дресселирующих станций на примере теплофикационной системы г. Ульяновска.

Единой теплоснабжающей организацией, обеспечивающей покрытие тепловых нагрузок в горячей воде и паре, является Ульяновский филиал частной энергетической компании «Т Плюс».

Теплоснабжение потребителей Ульяновской области осуществляется от двух теплоэлектростанций.

От Ульяновской ТЭЦ-1 осуществляется теплоснабжение потребителей в трех районах города: Ленинском, Засвияжском и Железнодорожном. От Ульяновской ТЭЦ-2 осуществляется теплоснабжение потребителей Заволжского района Ульяновска.

Централизованная система теплоснабжения города Ульяновска построена по классической схеме: ТЭЦ – тепловые сети – теплоиспользующие установки потребителей.

Из-за наличия резкопеременного рельефа местности в Ленинском районе г. Ульяновска, с перепадами высот более 80 м, применяются так называемые насосно-дресселирующие станции (НДС).

По проекту развития системы теплоснабжения г. Ульяновска в тепловых сетях построены 5-ть насосных станций:

- насосно-дресселирующая станция №1 (ул. 12 Сентября, 101);
- насосно-дресселирующая станция №4 (ул. Промышленная, 8А);
- насосно-дресселирующая станция №5 (ул. Новосвияжский Пригород, 78А);
- насосно-дресселирующая станция №6 (ул. Кирова, 114);
- насосно-дресселирующая станция №7 (Рябиновый переулок, 1).

Основные технические характеристики насосного оборудования, установленного на НДС, представлены в таблице 3.1.

С учетом сложившегося теплогидравлического режима централизованной системы теплоснабжения в городе Ульяновске постоянно эксплуатируются следующие НДС: №1, №5, №7. Давление прямой сетевой воды после указанных

НДС увеличивается на величину 0,3 – 0,5 МПа. Как правило, на НДС в постоянной эксплуатации находятся насосные агрегаты типа СЭ-1250-70.

Таблица 3.1 - Основные технические характеристики насосного оборудования

| Насосная | Тип насоса | Количество, шт. | Расход, т/ч | Напор, м в. ст. | Мощность эл. двигателя, кВт |
|----------|--------------|-----------------|-------------|-----------------|-----------------------------|
| НДС-1 | СЭ-1250-140 | 3 | 1250 | 140 | 630 |
| | СЭ-1250-70 | 2 | 1250 | 70 | 315 |
| НДС-4 | СЭ-1250-70 | 3 | 1250 | 70 | 320 |
| НДС-5 | СЭ-1250-70 | 3 | 1250 | 70 | 320 |
| НС-6 | 350Д-90 | 2 | 350 | 90 | 160 |
| НДС-7 | ЦРГ-1250-140 | 2 | 1250 | 140 | 530 |
| | СЭ-1250-70 | 2 | 1250 | 70 | 320 |

Особенностью схемы теплоснабжения г. Ульяновска является открытая система приготовления воды для целей горячего водоснабжения (ГВС). Для подготовки подпиточной воды теплосети для открытых систем используется вода питьевого качества (требование Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации).

Основным преимуществом открытых систем теплоснабжения – значительно меньшие капитальные затраты в тепловые сети, т.к. монтируется двухтрубная система транспорта теплоносителя. В закрытых системах теплоснабжения требуется строительство центральных тепловых пунктов, после которых монтируется четырехтрубная система транспорта теплоносителя.

По результатам проведенного инструментального обследования получены характеристики теплогидравлического режима работы насосно-дресселирующих станций, представленные в таблице 3.2.

Анализ представленных в таблице 3.2 характеристик теплогидравлического режима работы НДС показывает, что распределение расходов воды по подающему и обратному трубопроводам происходит неравномерно. Основной причиной такого неравномерного распределения является параллельная работа НДС-1 и НДС-7 на единую закольцованную тепловую сеть.

Таблица 3.2 - Характеристики теплогидравлического режима работы НДС

| № | СН в работе | Параметры со стороны ТЭЦ | | | | Напор насоса кгс/см ² | Ленинский район | | | |
|-------|-------------|---|---|------------------------|------------------------|-------------------------------------|---|---|-------------------------|-------------------------|
| | | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² | t ₁ , °С | t ₂ , °С | | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² | G ₁ , т/ч | G ₂ , т/ч |
| НДС-1 | СН-4 | 5,8 | 1,5 | 69,0 | 47,0 | 13,7 | 8,5 | 5,0 | 300 | 990 |
| | СН-4 | 6,0 | 1,4 | 69,0 | 47,0 | 14,0 | 8,5 | 5,0 | 230 | 930 |
| | СН-4 | 5,8 | 1,4 | 69,0 | 47,0 | 13,7 | 8,5 | 5,0 | 250 | 1000 |
| | СН-4 | 5,9 | 1,4 | 69,0 | 47,0 | 13,8 | 8,5 | 5,0 | 260 | 973,3 |
| НДС-5 | СН-2 | 8,0 | 2,3 | 69,0 | 44,0 | 13,0 | 13,0 | 6,5 | 1130 | 990,0 |
| | СН-2 | 8,8 | 2,3 | 69,0 | 44,0 | 13,6 | 13,0 | 6,5 | 1140 | 1000 |
| | СН-2 | 8,8 | 2,2 | 69,0 | 44,0 | 13,5 | 13,0 | 6,5 | 1160 | 1000 |
| | СН-2 | 8,5 | 2,3 | 69,0 | 44,0 | 13,4 | 13,0 | 6,5 | 1143 | 996,7 |
| НДС-7 | СН-4 | 7,3 | 0,7 | 69,0 | 41,0 | 13,9 | 12,5 | 6,0 | 1115 | 255 |
| | СН-4 | 7,5 | 0,5 | 69,0 | 41,0 | 14,6 | 12,5 | 6,0 | 1195 | 255 |
| | СН-4 | 7,8 | 0,5 | 69,0 | 41,0 | 14,5 | 12,5 | 6,0 | 1185 | 275 |
| | СН-4 | 7,5 | 0,6 | 69,0 | 41,0 | 14,3 | 12,5 | 6,0 | 1165 | 261 |

На примере г. Ульяновска выявлена характерная особенность теплогидравлических режимов работы НДС, заключающаяся в том, что при перепадах высот геодезических отметок 50 – 100 м на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей вынужденно применяются регуляторы подпора воды в обратном трубопроводе. Так, из представленных в таблице 3.2 значений видно, что на НДС-1, НДС-5 дросселируемый регулятором подпора перепад давлений составляет в среднем 0,4 МПа, при этом расход воды составляет около 1000 м³/ч.

Наличие столь значительного перепада давлений в обратном трубопроводе позволяет рассчитывать на экономию электроэнергии от внедрения дополнительного источника энергии - мини-ГЭС. Установку мини-ГЭС предлагается использовать вместо неэффективного регулятора подпора для редуцирования давления сетевой воды в обратном трубопроводе. Наиболее целесообразно применение мини-ГЭС на НДС-1 и НДС-5.

Таким образом, перспективным направлением энергосбережения, позволяющим существенно снизить затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя, является применение дополнительного источника энергии – мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях централизованных систем теплоснабжения для редуцирования давления обратной сетевой воды.

С учетом распространенности насосно-дресселирующих станций в централизованных системах теплоснабжения, объем рынка в масштабах страны оценивается в несколько сотен мини-ГЭС, предназначенных для рекуперации избыточного давления воды в обратном трубопроводе теплосети.

3.2. Новое техническое решение, позволяющее снизить затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя теплофикационных систем за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС

В качестве основного направления энергосбережения предложено использование дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях. Суть запатентованного решения (патент РФ № 139299) заключается в том, что вместо неэффективного регулятора подпора для редуцирования давления сетевой воды в обратном трубопроводе предлагается использовать установку мини-ГЭС.

На примере централизованной системы теплоснабжения г. Ульяновска предложены схемы интеграции гидроагрегатов с основным оборудованием насосно-дресселирующих станций НДС-1 и НДС-5 (см. рисунки 3.2 и 3.3).

Монтаж гидроагрегатов предполагается осуществить параллельно основной схеме регулирования с регулятором подпора. Такая компоновка оборудования позволит в случае неисправности гидроагрегата оперативно перейти на типовую схему работы с регулятором подпора.

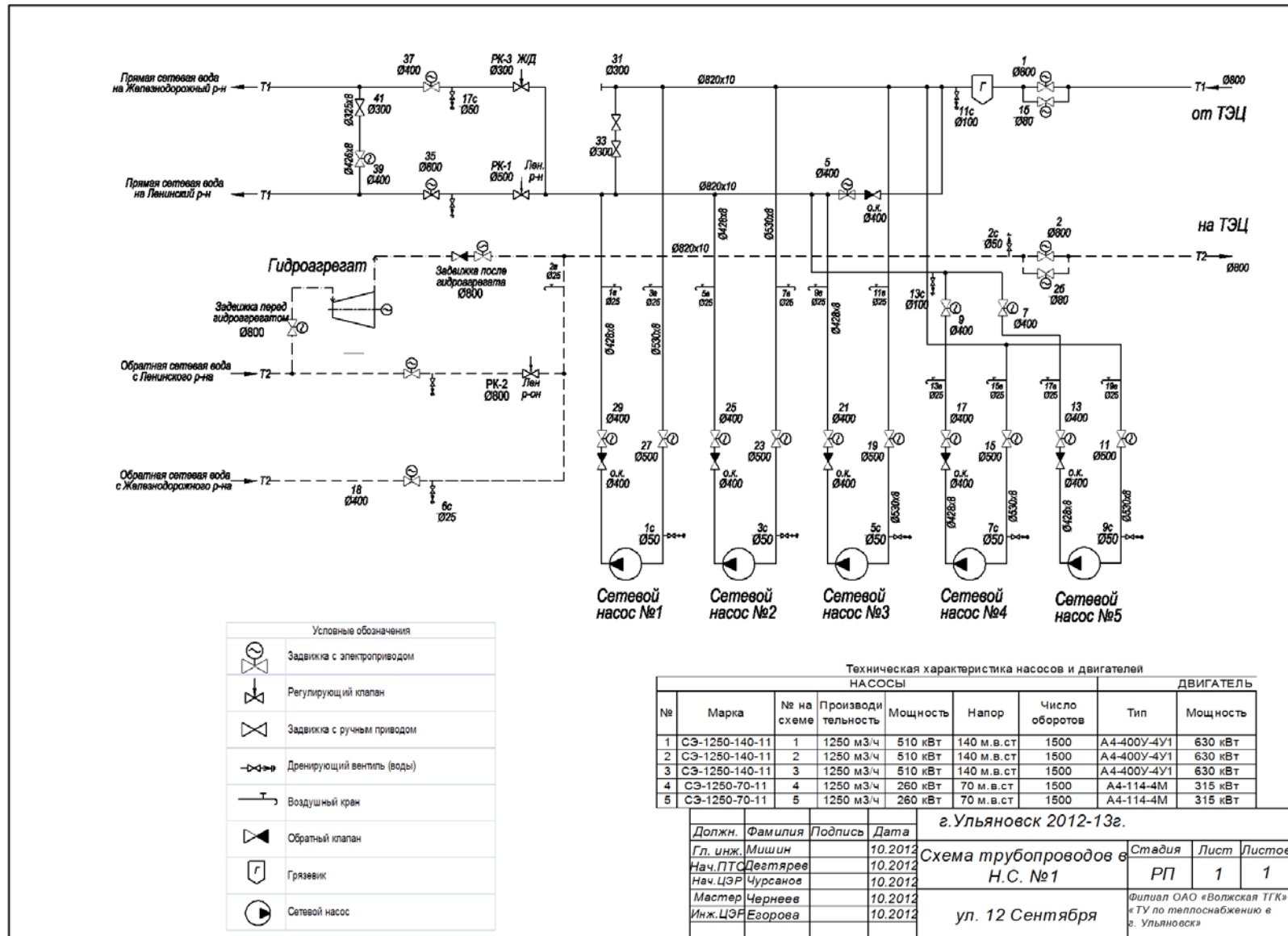


Рисунок 3.2 - Предлагаемая схема подключения установки мини-ГЭС на насосно-дресселирующей станции НДС-1

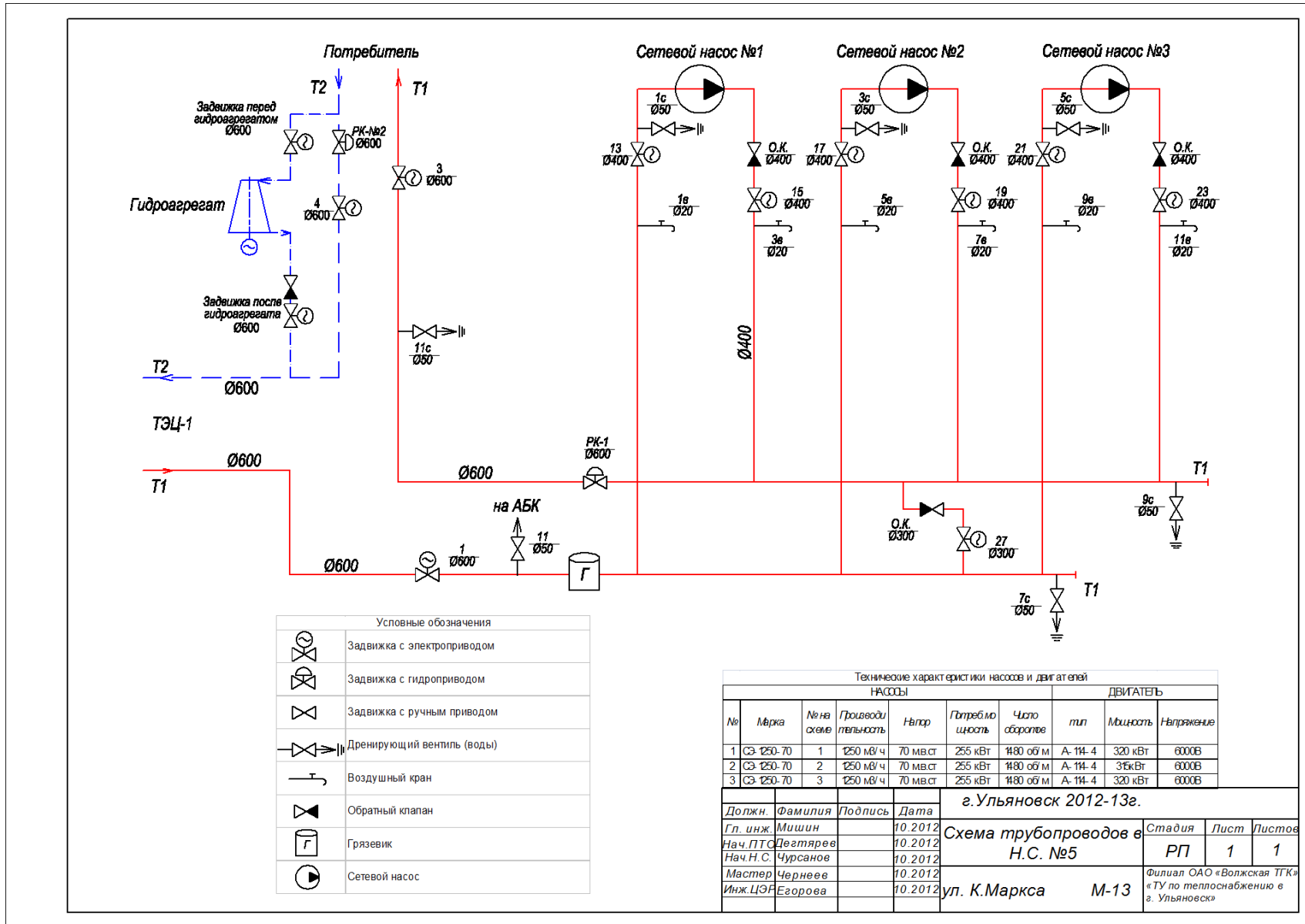


Рисунок 3.3 - Предлагаемая схема подключения установки мини-ГЭС на насосно-дрессирующей станции НДС-5

Внедрение мини-ГЭС позволяет обеспечить редуцирование давления обратной сетевой воды до требуемого уровня и одновременно выработку электроэнергии для собственных нужд (0,4 кВ или 6,3 кВ). Возможность выработки электроэнергии напряжением 6,3 кВ позволяет полностью использовать дополнительную мощность для привода высоковольтного сетевого насоса.

С целью определения сроков окупаемости инновационного проекта с монтажом установки мини-ГЭС на НДС проведено технико-экономическое исследование применительно к реальным условиям работы НДС-№1 и НДС-№5 г. Ульяновска.

Условия работы гидротурбины с давлением за гидротурбиной около 0,2 МПа и температурой воды около 70 °С являются нестандартными для гидроэнергетического оборудования, поэтому при оценке стоимости оборудования дополнительно учтены затраты на проведение гидравлических, динамических и тепловых расчетов.

В качестве поставщика гидроагрегата выбрана компания МНТО ИНСЭТ из г. Санкт-Петербург [174]. Компания МНТО ИНСЭТ работает с 1988 г. и специализируется на производстве малых гидроагрегатов.

В качестве основного оборудования для монтажа на НДС компанией МНТО ИНСЭТ предложен энергоблок с диагональной гидротурбиной, представленной на рисунке 3.4.

Основные технические характеристики гидроагрегат с турбиной ПрД55-Г-20 представлены в таблице 3.3.

Энергоблок установки мини-ГЭС (см. рисунок 3.4) предназначен для выработки электроэнергии и состоит из диагональной гидравлической турбины 1 и асинхронного двигателя 2, используемого в качестве генератора, размещенных на опорной раме. Гидротурбина состоит из статорной части, включающей в себя спиральную камеру и статор, и роторной части, включающей рабочее колесо, вал и подшипниковый узел. Спиральная камера - сварная, содержит входной патрубок с фланцем для присоединения затвора. Спиральная камера снабжена 3-мя

опорами для установки на раму или фундаментные плиты. Статор турбины состоит из верхнего и нижнего поясов, соединенных между собой 8 профилированными колоннами. Рабочее колесо имеет 9 лопастей. Конструкцией предусмотрена возможность установки лопастей на требуемый угол [73].

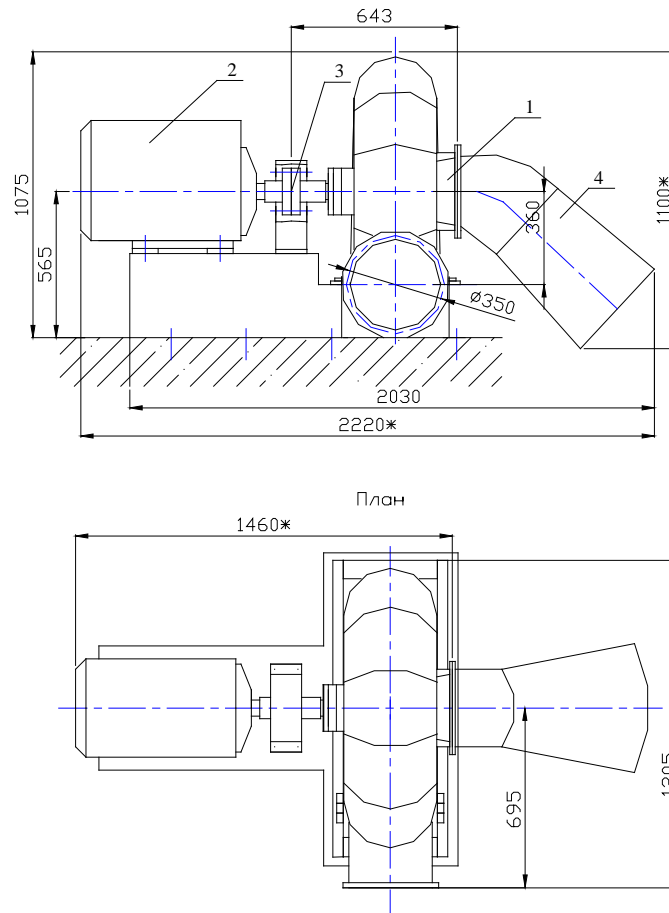


Рисунок 3.4 - Габаритные и установочные размеры энергоблока с гидротурбиной ПрД55-Г20

Таблица 3.3 - Технические характеристики гидроагрегат с турбиной ПрД55-Г-20

| | |
|----------------------------------|-------------|
| Напор (нетто), м вод. ст. | 21,0 – 55,0 |
| Расход воды, м ³ /сек | 0,15 – 0,26 |
| Мощность, кВт | 25 – 110 |
| Диаметр рабочего колеса, мм | 200 |
| Частота вращения, об./мин | 3000 |

Технико-экономическое обоснование проведено для двух вариантов размещения гидроагрегата: на насосно-дресселирующей станции НДС-1 и НДС-5. Выбор данных насосных обоснован наибольшими расходами и перепадами давлений сетевой воды в обратном трубопроводе.

В расчете учтена необходимость байпасирования части воды помимо гидравлической турбины для обеспечения требуемых параметров в обратном трубопроводе со стороны ТЭЦ. Технически данное мероприятие реализуется за счет монтажа байпасирующего гидроагрегат трубопровода с электронным регулятором давления.

Расчет мощности мини-ГЭС произведен в соответствии с параметрами сетевой воды, приведенными в таблице 3.2. Из уравнения материального баланса определены расходы воды, направляемой помимо гидроагрегата для обеспечения расчетного давления в обратном трубопроводе (0,23 МПа на НДС-5; 0,14 МПа на НДС-1). Так, для НДС-5 потребуется байпасировать 35 % общего расхода воды, на НДС-1 – 28 %.

Мощность мини-ГЭС, кВт, оценивается по формуле [74]

$$N = 9,81HG\eta_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

где H – располагаемый (рабочий) напор на гидротурбине, м в. ст.; G – расход воды через гидротурбину, кг/с; $\eta_{ГЭС}$ – коэффициент, учитывающий КПД гидротурбины и генератора.

Проведенные расчеты показывают, что для условий работы насосно-дресселирующей станции НДС-5 мощность мини-ГЭС составит 55,6 кВт, для НДС-1 - 51,5 кВт.

С учетом стоимости электроэнергии 7,95 руб./кВт·ч (по ценам 2023 года) и продолжительности работы гидроагрегата в году ($n=8256$ ч) экономический эффект составит:

- для условий НДС-5 - 3 649 317 руб.;
- для условий НДС-1 - 3 380 212 руб.

Стоимость работ по внедрению мини-ГЭС на насосно-дресселирующей станции г. Ульяновска представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Стоимость работ по внедрению мини-ГЭС в ценах 2023 г.

| № этапа | Наименование | Стоимость, тыс. руб. | Примечания |
|---------|--|----------------------|---|
| 1 | Проведение расчетов | 248 | Результаты расчетов будут использованы при корректировке технической документации |
| 2 | Разработка проектной документации | 743 | Проект установки агрегата на водоводе |
| 3 | Изготовление агрегата | 6600 | Агрегат в составе турбины, генератора, системы автоматического управления |
| 4 | Монтаж и пуско-наладка агрегата | 687 | Опробованный и подготовленный к испытаниям агрегат |
| 5 | Разработка методики и проведение испытаний | 412 | Протоколы испытаний |
| | Итого | 8690 | |

В качестве показателей экономической целесообразности проекта наиболее наглядными являются: дисконтированный срок окупаемости капиталовложений, чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма доходности (IRR) [75]. Результаты расчета этих показателей представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Экономические показатели реализации мероприятия

| Показатель | Ед. измерения | Значения | |
|-------------------------------------|---------------|-------------------|-------------------|
| | | для условий НДС-1 | для условий НДС-5 |
| Ставка дисконтирования | % | 18 | 18 |
| Инвестиции | тыс. руб. | 8690,00 | 8690,00 |
| Чистый дисконтированный доход (NPV) | тыс. руб. | 4999,02 | 6083,39 |
| Внутренняя норма доходности (IRR) | % | 12 | 14 |
| Дисконтированный срок окупаемости | лет | 5,7 | 5,3 |

При ставке дисконтирования 18% дисконтированный срок окупаемости проекта составляет: для условий НДС-1 - 5,7 лет; для условий НДС-5 - 5,3 года.

Анализ представленных в таблице 3.4 данных по стоимости внедрения мини-ГЭС показывает, что основные затраты приходятся на изготовление агрегата в составе турбины, генератора, системы автоматического управления. Основной причиной высокой стоимости агрегатов мини-ГЭС является то, что производство таких установок является мелкосерийным.

С целью снижения сроков окупаемости проектов с установкой мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях тепловых сетей предлагается создание опытного образца высокотемпературной мини-ГЭС, предназначенной для редуцирования давления сетевой воды систем теплоснабжения. Особенностью является то, что в качестве гидротурбины используется обращенный насосный агрегат. Для этого могут применяться серийно выпускаемые сетевые насосы таких производителей, как АО «ГМС Ливгидромаш», АО «Уралгидромаш» и др. Это позволит сократить стоимость гидроагрегатов мини-ГЭС в два и более раза, и соответственно, обеспечить минимальные сроки окупаемости проектов с установкой мини-ГЭС в городских теплофикационных системах. В связи с тем, что гидротурбина выполнена на базе обращенного сетевого насоса, в качестве рабочей среды можно использовать сетевую воду с температурой до 150°C. Это отличает предлагаемую гидротурбину от существующих аналогов, предназначенных для работы с холодной водой. По предварительным расчетам, дисконтированный срок окупаемости разработанных мини-ГЭС на базе обращенных насосных агрегатов составит 3 - 4 года при незначительном снижении КПД на 5 - 7%.

Таким образом, применение в качестве гидроагрегатов обращенных насосов позволит обеспечить инвестиционную привлекательность проектов мини-ГЭС, размещаемых на НДС для рекуперации избыточного давления воды в обратном трубопроводе теплосети. Оценить потенциал энергосбережения при внедрении мини-ГЭС на НДС позволяет диаграмма представленная на рисунке 3.5. Зная перепад давлений на регуляторе подпора НДС, а также расход сетевой воды по обратному трубопроводу легко определить теоретическую электрическую мощность мини-ГЭС.

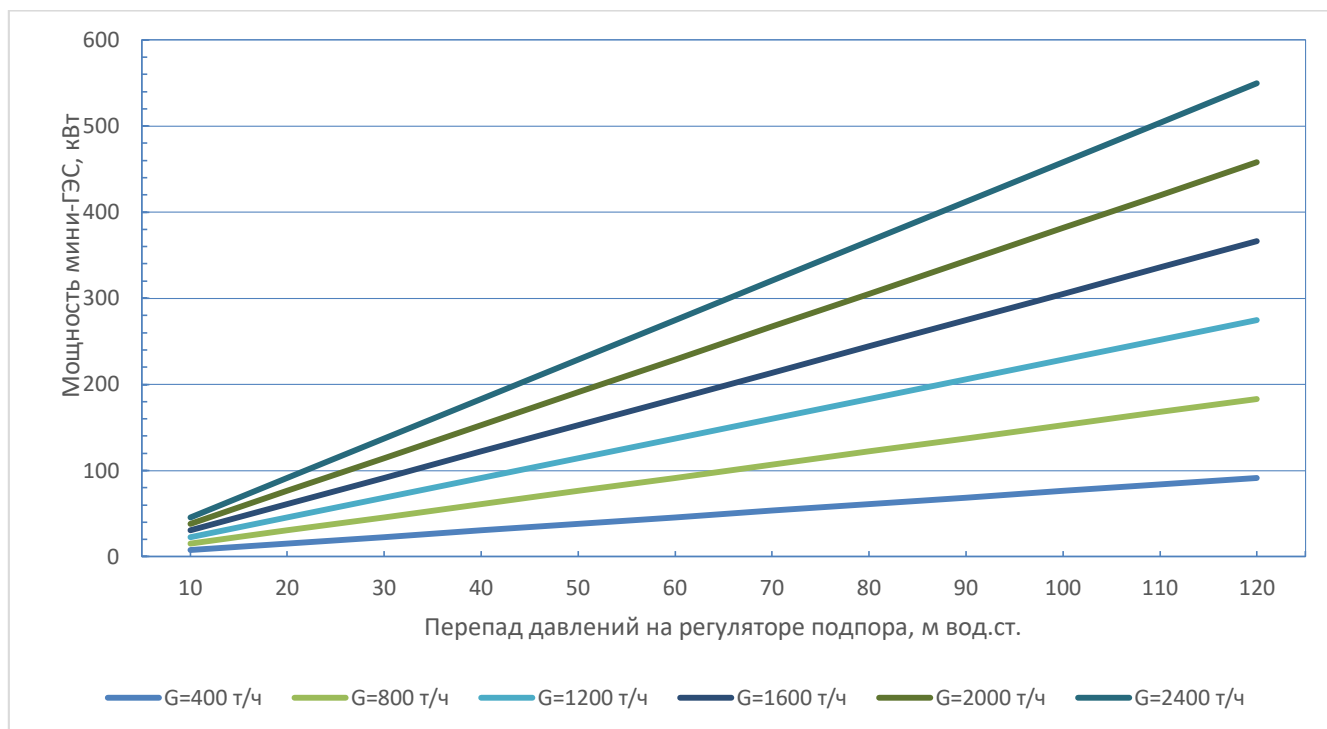


Рисунок 3.5 – Мощность мини-ГЭС в зависимости от расхода воды и перепада давлений на регуляторе подпора НДС

3.3. Выводы по главе 3

1. Проведенное исследование теплофикационных систем ряда крупных городов Российской Федерации показало, что для надежного теплоснабжения потребителей при наличии разности геодезических отметок между ТЭЦ и районом теплоснабжения, как правило, применяются насосно-дресселирующие станции (НДС), особенностью эксплуатации которых является существенный перепад давлений и значительный расход теплоносителя в обратном трубопроводе сетевой воды. Например, на НДС г. Ульяновска перепад давлений обратной сетевой воды, обеспечиваемый работой регулятора подпора, составляет в среднем 0,4 МПа, а расход сетевой воды – около 1000 т/ч.

2. В качестве основного направления энергосбережения предложено использование дополнительного источника энергии - мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях. Суть запатентованного решения (патент РФ № 139299) заключается в том, что вместо неэффективного регулятора подпора

для редуцирования давления сетевой воды в обратном трубопроводе предлагается использовать установку мини-ГЭС.

3. На примере централизованной системы теплоснабжения г. Ульяновска предложены схемы интеграции гидроагрегатов мини-ГЭС с основным оборудованием насосно-дресселирующих станций. Монтаж гидроагрегатов предполагается осуществлять параллельно основной схеме регулирования с регулятором подпора.

3.1. В качестве основного оборудования мини-ГЭС возможно применение как классических гидроагрегатов, например, с диагональной гидротурбиной ПрД55-Г-20, так и незначительно модернизированных обращенных насосных агрегатов. По предварительным расчетам, дисконтированный срок окупаемости разработанных мини-ГЭС на базе обращенных насосных агрегатах составит 3 - 4 года при незначительном снижении КПД на 5 - 7%.

4. С учетом распространенности насосно-дресселирующих станций в централизованных системах теплоснабжения, объем рынка в масштабах страны оценивается в несколько сотен мини-ГЭС, предназначенных для рекуперации избыточного давления воды в обратном трубопроводе теплосети.

4.1. Для оценки потенциала энергосбережения при внедрении мини-ГЭС на насосно-дресселирующих станциях в теплофикационных системах России рассчитаны зависимости, позволяющие определить электрическую мощность мини-ГЭС в зависимости от перепада давлений на регуляторе подпора НДС и расхода сетевой воды по обратному трубопроводу.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОТЫ ТЭЦ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ВЫВОЗИМОГО С ГОРОДСКИХ УЛИЦ СНЕГА

4.1. Исследование возможности использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации снега

4.1.1. Уборка и утилизация снега с точки зрения экологической безопасности крупных городов

Проблема вывоза и утилизации снежно-ледяной массы (СЛМ) является характерной для климатических условий большей части территории Российской Федерации и оказывает негативное влияние на безопасную работу транспорта и движение пешеходов [68, 77]. В крупных населенных пунктах большие скопления СЛМ создают ограничения для движения автомобильного транспорта и представляют угрозу транспортной инфраструктуре. В связи с этим наиболее важной задачей городского коммунального хозяйства в зимний период является своевременная очистка городских улиц и территорий от выпавшего снега с последующей утилизацией.

Другой важной проблемой является использование противогололедных реагентов для исключения обледенения дорожного покрытия. Борьба с обледенением производится в основном химическими методами. Это приводит к тому, что на почву и в водные бассейны поступают большие объемы химических реагентов, которые загрязняют поверхностные и грунтовые воды и создают угрозу экологической безопасности окружающей среды [78].

Рассмотрим подробнее возможные отрицательные экологические воздействия противогололедных реагентов на окружающую среду. В работе [79] отмечено, что в зимний период поверхностный сток находится в замороженном состоянии и способен накапливать поступающие в него загрязнения. В отличие от поверхностного стока, который формируется в летнее время и поступает в водную систему относительно равномерно с течением времени, зимний

поверхностный сток воздействует на водные объекты в моменты оттепелей и весеннего таяния СЛМ. Исследования проведенные в Москве показали, что в результате таяния СЛМ наблюдается резкий рост загрязнений воды во всех имеющихся водных объектах города [80]. Большие объемы и длительность применения противогололедных средств на территории Восточного административного округа (ВАО) г. Москвы привели к сильному антропогенному засолению и подщелачиванию почвы и снежного покрова (таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Величина рН и среднее содержание легкорастворимых солей (ммоль(экв)/кг почвы) в поверхностном слое почв ВАО Москвы за 2010 г.

| Показатель | рН | НСО ₃ ⁻ | SO ₄ ²⁻ | Cl ⁻ | NO ₃ ⁻ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Na ⁺ | K ⁺ | Сумма ионов | Плотный остаток, % |
|---|-----|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|
| Среднее | 7,2 | 1,72 | 0,32 | 5,15 | 0,42 | 2,99 | 0,57 | 3,97 | 0,07 | 15,2 | 0,48 |
| Min | 6,0 | 0,31 | 0,08 | 1,24 | 0,06 | 0,49 | 0,10 | 0,46 | 0,002 | 5,15 | 0,16 |
| Max | 8,5 | 5,03 | 1,44 | 18,2 | 6,34 | 10,8 | 1,83 | 16,7 | 0,60 | 52,5 | 1,64 |
| Неоднородность содержания, C _v , % | 7,7 | 56,0 | 75,7 | 70,0 | 210,3 | 69,5 | 60,9 | 90,5 | 205,6 | 64,2 | 64,1 |
| Коэффициент накопления, K _c | - | 9,6 | 5,3 | 85,8 | 5,2 | 1,5 | 11,4 | 99,2 | 3,5 | 20,3 | 16,0 |

В условиях крупного мегаполиса часть легкорастворимых соединений из снеговых вод накапливается в почве, что приводит к прогрессирующему засолению [80].

Исследования [79] показали значительную степень загрязнения снега вредными химическими веществами, а именно взвешенными веществами, биологически трудно окисляемыми органическими соединениями, солями жесткости (таблица 4.2). Во взятых пробах содержание сульфатов превышало предельно допустимую концентрацию в 10 раз, хлоридов – в 9 - 20 раз, концентрация ионов токсичных металлов (железо, марганец, литий, цинк, медь, молибден, кобальт, кадмий) превышала ПДК от 1,5 до 73 раз.

Таким образом, в результате обработки улиц и тротуаров крупных городов противогололедными реагентами возникает угроза значительного загрязнения водных ресурсов и окружающей среды в целом. Поэтому своевременная уборка и

утилизация СЛМ с последующей очисткой получаемой сточной воды является важной задачей городского коммунального хозяйства, направленной на защиту экологической обстановки города.

Таблица 4.2 - Значения характерных загрязняющих веществ в снеге

| Вещества | Размерность | Показатели |
|---------------------|--------------------|-------------------|
| Взвешенные вещества | мг/л | 159-952 |
| ВПК ₅ | мг/л | 4,46-10,37 |
| Хлориды | мг/л | 21,25-598,0 |
| Натрий | мг/л | 20,71-589,4 |
| Железо | мг/л | 0,870-2,759 |
| Марганец | мг/л | 0,214-0,906 |
| Свинец | мг/л | 24,7-45,73 |
| Нефтепродукты | мг/л | 3,12-57,20 |
| СПАВ | мг/л | 0,633-1,623 |

4.1.2. Существующие технологии утилизации снега

Существующие технологии утилизации вывозимого снега классифицируются в зависимости от способа таяния:

- естественный, который происходит весной или в период потеплений;
- принудительный, который осуществляется при помощи использования энергии разнообразных теплоносителей: теплые сточные воды городской канализации; сбросные воды промпредприятий; продукты сгорания органического топлива; возобновляемые источники энергии и др. [81].

Условия сброса образующейся талой воды должны соответствовать экологическим и техническим требованиям к приему сбросной воды в городскую систему водоотведения. Для соблюдения данных требований необходима очистка получаемой талой воды и снижение уровня загрязнения до установленных норм. Основными загрязнителями, подлежащими удалению в процессе утилизации СЛМ, являются взвешенные вещества и нефтепродукты, схема удаления которых зависит от количества сбрасываемого снега и вида водоприемника.

С технической точки зрения наиболее простым методом утилизации снега является складирование его на специально оборудованных площадках – «сухих»

снегосвалках, оборудованных сооружениями сбора и очистки талой воды. В таком случае таяние снега происходит естественным путем.

Согласно ОДМ 218.3.031-2013 «Методические рекомендации по охране окружающей среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог» - «участок, отведенный под «сухую» снегосвалку, должен иметь твердое покрытие; обваловку по всему периметру, исключающую попадание талых вод на рельеф; водосборные лотки и систему транспортировки талой воды на локальные очистные сооружения; ограждение по всему периметру; контрольно-пропускной пункт, оборудованный телефонной связью» [82].

«Сухие» снегосвалки преимущественно организовываются на свободных или резервных городских территориях. При их проектировании учитывается наличие трасс городских канализационных коллекторов для сброса отводимой талой воды. Расположение «сухих» снегосвалок должно определяться Генпланом города.

Лидером по решению вопроса, связанного с утилизацией вывозимого с городских улиц снега, является г. Москва. В настоящее время в столице успешно реализованы проекты по утилизации снега, разработанные сотрудниками АО «МосводоканалНИИпроект».

На рисунке 4.1 представлен проект «сухой» снегосвалки, разработанный АО «МосводоканалНИИпроект» [83, 84].

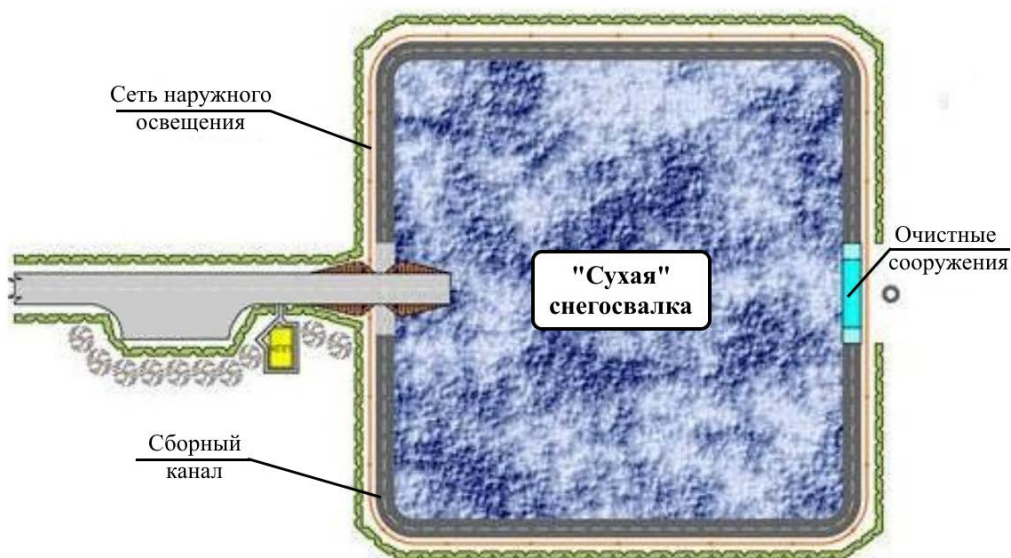


Рисунок 4.1 - План «сухой» снегосвалки

Особенностью представленной на рисунке 4.1 «сухой» снегосвалки является то, что вся площадь снегосборной площадки с твердым водонепроницаемым покрытием используется как отстойник. Эффективность очистки по взвешенным веществам достигает 95 %, однако поскольку концентрация нефтепродуктов в стоках, которые принимаются в канализацию, не должна превышать 10 мг/л, требуется доочистка талой воды [81]. Структура очистных сооружений для «сухой» снегосвалки представлена на рисунке 4.2.

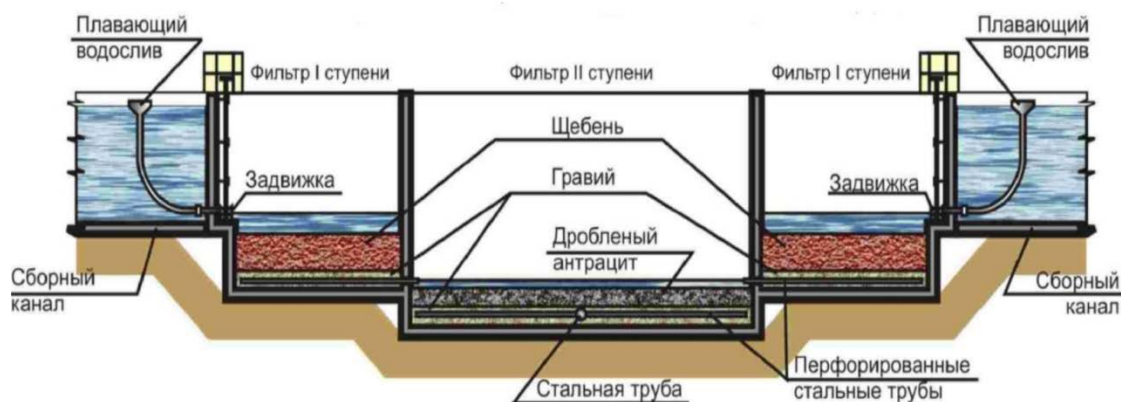


Рисунок 4.2 - Схема «сухой» снегосвалки

Несмотря на очевидные преимущества «сухих» снегосвалок данный метод утилизации снега имеет следующие недостатки [81, 86]:

1. Площадь полигонов и объем утилизируемой СЛМ ограничены плотностью городской застройки, что приводит к невозможности размещения крупных площадок в черте города. В связи с этим «сухие» снегосвалки, как правило, размещаются за территорией города, что приводит к увеличению транспортных расходов, связанных с вывозом СЛМ.

2. Для сброса талой воды необходимо предусматривать водоочистные сооружения и учитывать расположение ближайших городских канализационных коллекторов.

Как итог, уже в 2007 году в г. Москве складирование снега было запрещено и возникла необходимость в разработке более эффективных вариантов установок для утилизации вывозимой с городских территорий СЛМ [77].

Среди снегоплавильных установок (СУ), использующих принудительный метод таяния снега, в зависимости от способа размещения можно выделить два типа: стационарные и мобильные.

В случае использования технологии переработки убираемого снега с помощью стационарных установок, она должна быть учтена в Генеральной схеме очистки территории города. Определяющим моментом при проектировании стационарных снегоплавильных установок является оптимальное размещение приемных пунктов на территории города, которое должно обеспечить прием заданного количества снега, вывозимого с территории города [86].

При выборе места размещения СУ должны выполняться следующие условия [30]: количество и производительность снегоплавильных установок рассчитывается для каждого района по площади очищаемых от снега дорог; снегоплавильные установки не должны размещаться в непосредственной близости от жилой застройки; снегоплавильные установки должны размещаться с учетом оптимального расстояния для перевозки снега – не более 5 км; снегоплавильные установки должны размещаться на расстоянии менее 100 м от канализационных коллекторов с расходом более 220 л/с.

Снегоприемные камеры СУ должны обладать достаточным термическим и гидравлическим потенциалом для утилизации значительного объема снега. Для эффективной работы стационарный снегоплавильный пункт должен быть оснащен целым комплексом инженерных сооружений, таких как насосное оборудование, системы затворов и трубопроводов и др. Талую воду, образовавшуюся в результате утилизации снега, после очистки от загрязнений направляют в городскую канализационную систему [86].

Как было сказано выше, условия сброса образующейся талой воды, диктуются экологическими и техническими требованиями к приему сбросных вод. Поэтому, как правило, СУ размещаются на коллекторах хозяйственно-фекальных или ливневых канализаций. Талая вода может сбрасываться и в бросовые воды крупных промышленных предприятий. Утилизация талой воды в

реки может осуществляться в регионах только с незначительным расходом противогололедных реагентов и с низкой транспортной нагрузкой.

Наиболее автономными и не зависящими от расположения в непосредственной близости канализационных коллекторов являются стационарные снегоплавильные установки на органическом топливе. Утилизация снега происходит горячей водой, нагретой в теплообменнике [86], или при помощи выходящего из погружных горелок разогретого до высокой температуры газа [79]. В качестве топлива, как правило, используется дизельное топливо.

На рисунке 4.3 представлена схема работы стационарной снегоплавильной установки, работающей на дизельном топливе [79]. В данной схеме генератором теплоты является котельная установка. Выработываемый в котельной насыщенный пар направляют в теплообменник для нагрева воды, циркулирующей в снегоплавильной камере. Снегоплавильная камера представляет из себя железобетонный резервуар и используется для плавления снега и сбора крупного мусора, поступающего вместе со снегом. Талая вода рециркуляционным насосом подается в теплообменник, после нагрева в котором снова поступает в снегоплавильную камеру через распределительный трубопровод. Крупный мусор и песок извлекается из резервуара при помощи специальной техники.

Согласно данным [87 - 89] более 25 % от объема снега, вывозимого с улиц г. Москвы, утилизируется на снегоплавильных установках, работающих на дизельном топливе. Если задаться объемом утилизируемых за зимний период СЛМ порядка 21,3 млн. м³, то использование топлива (33,08 млн. кг/год) приводит к существенному увеличению экологической нагрузки на атмосферу города ($2,32 \times 10^4$ кг/год по диоксиду серы и $8,66 \times 10^4$ кг/год по оксидам азота) [79].

С учетом наличия в дымовых газах продуктов неполного сгорания топлива и использования низкокачественного топлива в районе расположения СУ может наблюдаться превышение предельно-допустимых концентраций вредных веществ [90]. Помимо отрицательного влияния на экологическую обстановку СУ на топливе характеризуются высокой стоимостью эксплуатации. По данным [91] затраты на утилизацию снега в г. Москва составляют порядка 1,8 млрд руб./год.

В качестве теплоносителя для утилизации снега в стационарных снегоплавильных в основном применяется теплота канализационных стоков. По сравнению с рассмотренной выше технологией утилизации снега при помощи органического топлива использование канализационных стоков является наиболее экономичным. Для реализации данной технологии необходимо расположение СУ в непосредственной близости от канализационных коллекторов, что является основным недостатком этого решения. Также производительность такой снегоплавильной установки определяется, исходя из резервов мощности городских очистных сооружений. Они должны быть достаточны для приема талой воды от растаявшего в СУ снега. Согласно расчетам [77] оптимальная суточная производительность СУ находится в пределах 5 - 10 тыс. м³ снега в сутки.

В зависимости от мощности и теплового потенциала канализационных стоков, а также наличия свободных площадей для строительства СУ, выделяют три типа [77]:

- подповерхностные сооружения с напорной подачей сточной воды из самотечного коллектора с помощью специальной насосной станции;
- подповерхностные сооружения с подачей сточной воды из напорного трубопровода канализации и сбросом воды в самотечный коллектор;
- среднезаглубленные сооружения, размещенные на «байпасной» линии самотечного коллектора.

Для утилизации снега в качестве теплоносителя могут также быть использованы сточные воды крупных промышленных предприятий.

Принципиальные технологические схемы снегоплавильных установок на канализационном коллекторе и на сети водостока промпредприятия представлены на рисунках 4.4 и 4.5.

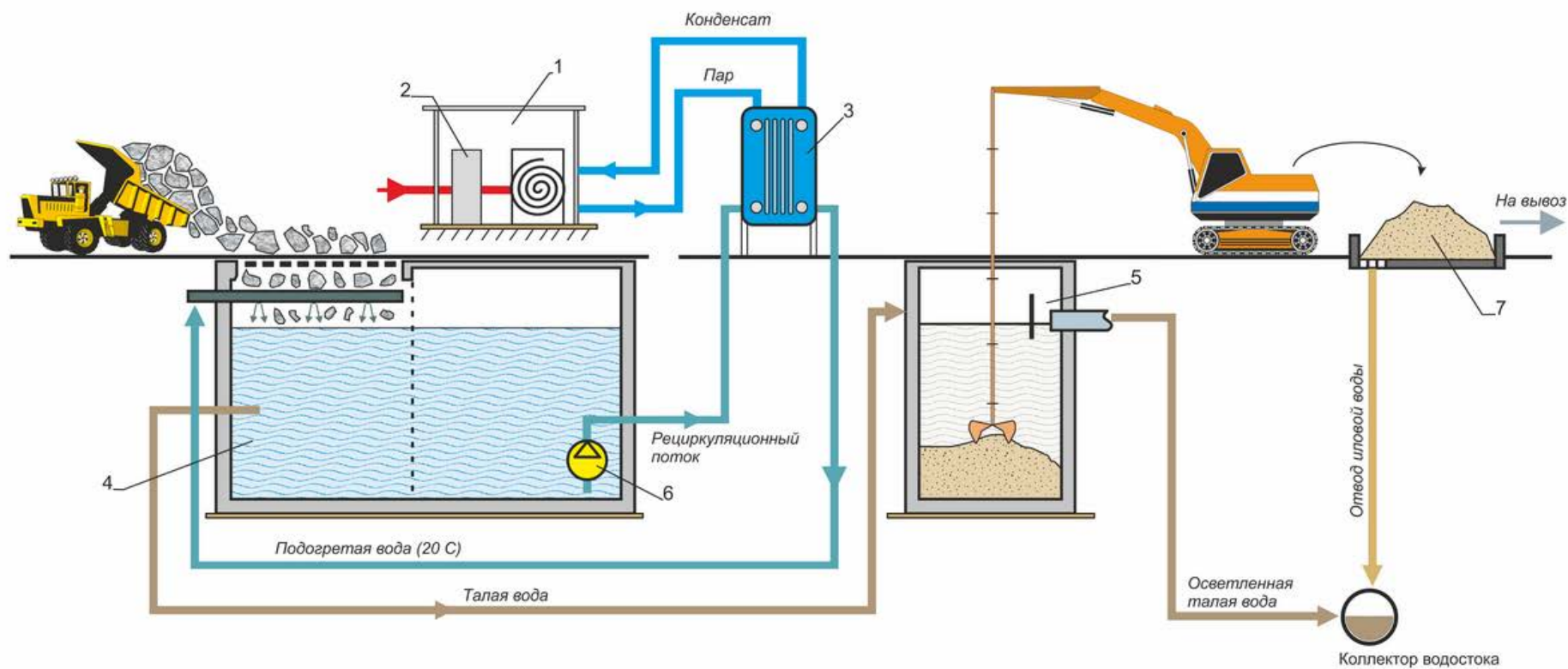


Рисунок 4.3 - Стационарная снегоплавильная установка на дизельном топливе: 1 – котельная установка; 2 – топливный бак; 3 – теплообменник; 4 – камера плавления снега; 5 – песколовка; 6 – циркуляционный насос; 7 – площадка обезвоживания осадка и мусора



Рисунок 4.4 - Стационарная снегоплавильная установка на канализационном коллекторе

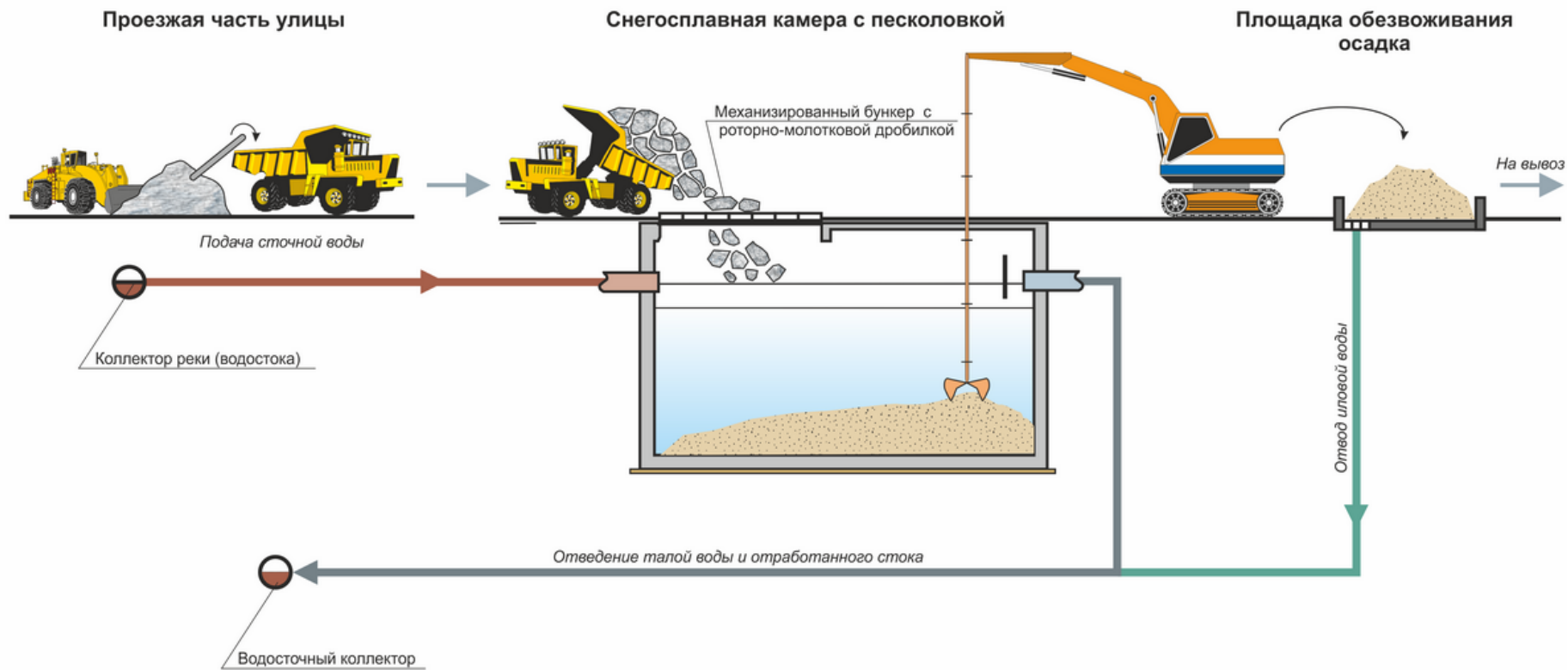


Рисунок 4.5 - Стационарная снегоплавильная установка на сети водостока

Следует отметить, что Ульяновским муниципальным унитарным предприятием (УМУП) «Ульяновскводоканал» рассматривался проект строительства стационарной снегоплавильной установки на канализационном стоке для г. Ульяновска. При разработке проектного решения для очистки талой воды от примесей и загрязнений для слива в канализационную сеть и дальнейшей очистки на городских очистных сооружениях было решено использовать совмещенное устройство снегоплавильной камеры и отстойника, обеспечивающее осаждение 95 % взвесей. Согласно проведенным расчетам такой вариант имеет оптимальные технико-экономические показатели и требует наименьший размер площади участка для размещения сооружений.

Несмотря на удовлетворительные технико-экономические показатели проекта СУ на канализационном коллекторе было принято решение не размещать на территории г. Ульяновска снегоплавильные пункты, использующие в качестве теплоносителя канализационные стоки.

Основными причинами отказа от сооружения СУ на канализационном стоке являются:

1. Влияние солевых растворов, используемых для борьбы с гололедом на дорогах, на работу сооружений биологической очистки хозяйственно-бытовых стоков.

2. Понижение температуры хозяйственно-бытовых стоков (допустимая минимальная температура 12 °С), приводящее к снижению эффективности работы сооружений биологической очистки.

3. Наличие большого количества нефтепродуктов в талых водах, попадание которых в стоки отрицательно сказывается на работе водоочистных сооружений.

В работе Тувальбаева Б.Г. и Моисеева В.И. [92] отмечено, что более перспективной и выгодной с экономической точки зрения является технология утилизации снега при помощи сбросных вод ТЭЦ (под сбросными водами понимаются продувочные воды оборотных систем водоснабжения).

На рисунке 4.6 представлена схема снегоплавильной установки на сбросных водах ТЭЦ.

В состав СУ на сбросных водах ТЭЦ, как правило, входят следующие сооружения и оборудование [79]:

- система водостока в городскую канализацию;
- самотечные трубопроводы для отвода талых вод;
- насосная станция, подающая воду из сбросного коллектора ТЭЦ;
- площадка для хранения снега;
- бункер для хранения отходов, извлекаемых из снегоплавильной камеры;
- система для автоматизированного контроля расхода и качества воды.

Снег, загружаемый в снегоплавильную камеру, плавится за счет теплоты продувочной воды оборотной системы водоснабжения ТЭЦ, температура которой зависит от конденсационной мощности электростанции и составляет 12 - 28 °С.

Основным недостатком использования сбросных вод ТЭЦ для утилизации снега является ограниченная сфера применения, так как продувка оборотных систем водоснабжения ТЭЦ производится, как правило, периодически, что не позволяет обеспечить непрерывную подачу теплоносителя в требуемом объеме в снегоплавильную установку.

Кроме того, температура воды в оборотной системе водоснабжения после градирен имеет в зимний период минимальные значения (12 – 15 °С), так как турбины работают в теплофикационных режимах с минимальными пропусками пара в конденсаторы.

Таким образом, предлагаемая Тувальбаева Б.Г. и Моисеева В.И. технология утилизации снега с использованием теплоты сбросных вод ТЭЦ имеют ограниченную сферу применения, а также низкую эффективность, т.к. не позволяют улучшить технико-экономические показатели ТЭЦ за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

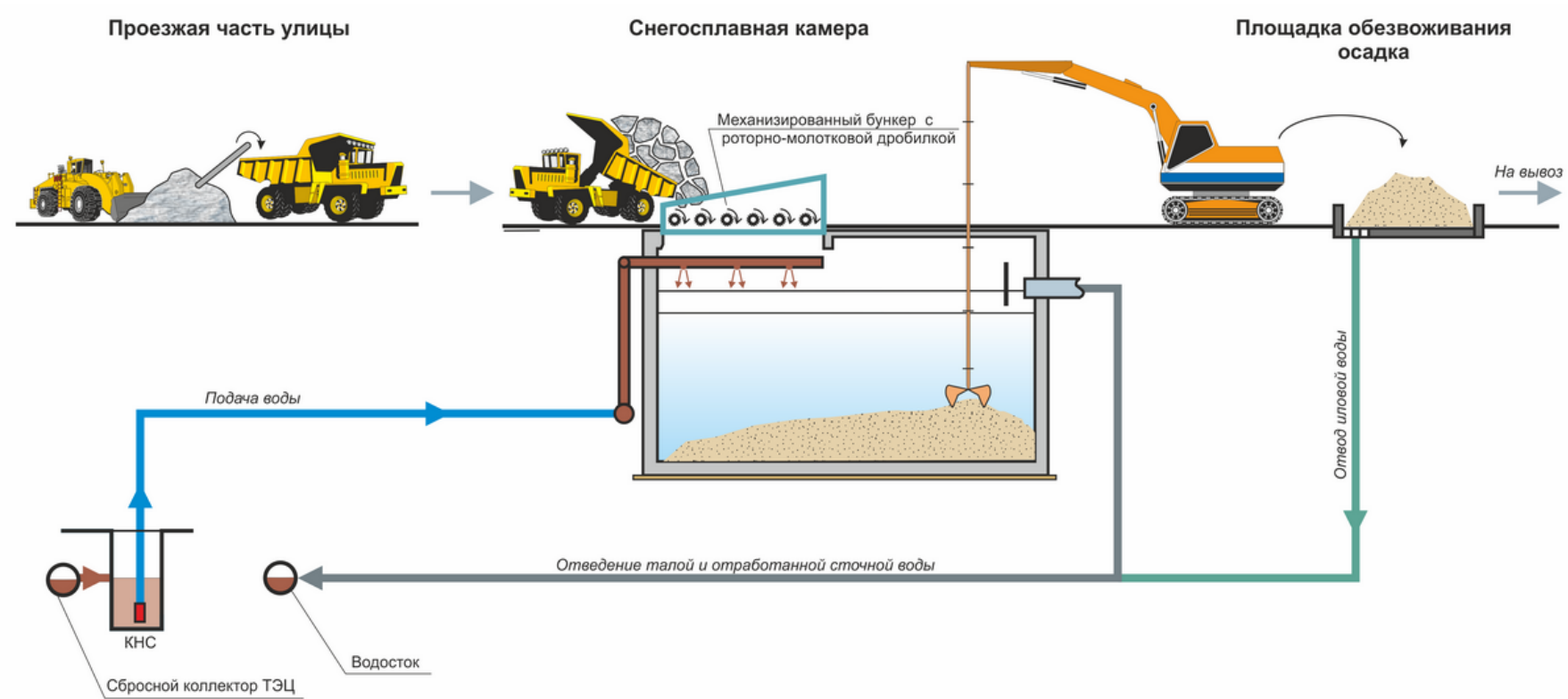


Рисунок 4.6 - Снегоплавильная установка на сбросных водах ТЭЦ

Помимо применения стационарных снегоплавильных установок в Российских мегаполисах практикуется переработка снега с помощью мобильных снегоплавильных установок (см. рисунок 4.7), которые предназначены для плавления относительно небольшого количества СЛМ.

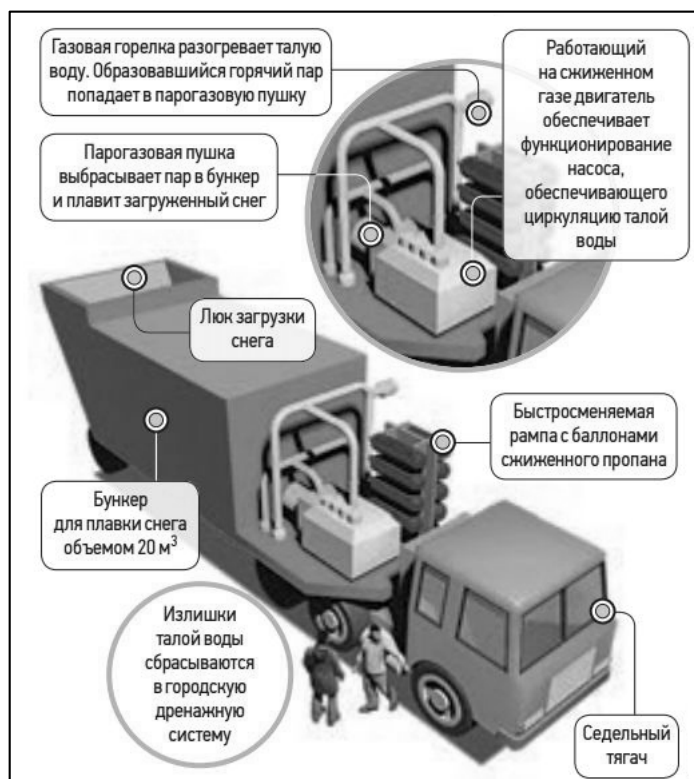


Рисунок 4.7 - Технологическая схема мобильной снегоплавильной установки

Мобильная снегоплавильная установка представляет собой мобильный комплекс, состоящий из бункера, в котором размещается нагревательный элемент, обеспечивающий поддержание необходимой для таяния снега и льда температуры. Установка, как правило, монтируется на колесном шасси, которое выполняется в качестве прицепа к грузовым автомобилям. Снегоплавильная машина, в зависимости от типа нагревательного элемента, может быть дизельной, электрической или на газе. Мобильные снегоплавильные установки с встроенными горелками: имеют два вида мобильного исполнения – на базе буксируемого колесного полуприцепа и на базе грузового автомобиля.

Такие установки, за счет компактных габаритов, удобны для размещения на участках с ограниченным пространством (дворы, парковые зоны и т.д.), что более

чем актуально в крупных городах. Современная снегоплавильная машина позволяет оперативно перерабатывать снег и лед, а также, при наличии системы очистки, очищать талую воду перед сбросом в канализационную систему.

Применение снегоплавильных машин имеет ряд очевидных преимуществ, связанных с экономией времени и денежных средств на транспортировку снега. Однако, несмотря на преимущества, рассматриваемая технология имеет ряд недостатков, ограничивающих широкое использование мобильных снегоплавильных установок:

1. Высокая первоначальная стоимость установок при относительно небольшой единичной производительности. В таблице 4.3 приведены характеристики отечественных мобильных снегоплавильных установок марки «ТОТЕМ» [93].

2. Высокая стоимость эксплуатации, связанная с использованием органического топлива.

3. Мобильные снегоплавильные установки редко оснащаются системой очистки талой воды, что приводит к попаданию химических загрязнителей в систему городской канализации.

Таблица 4.3 – Характеристики мобильных установок марки «ТОТЕМ»

| Наименование модели | СПУ-8 | СПУ-10 | СПУ-15 | СПУ-20 |
|---------------------------------------|------------------|---------------|---------------|----------------|
| Производительность, м ³ /ч | 26 | 40 | 50 | 70 |
| Тепловая мощность, Мкал/час | 688 | 1032 | 1376 | 1892 |
| Вид топлива | ДТ/газ/отработка | | | |
| Расход ДТ, кг/час | 34..60 | 40..82 | 80..140 | 120..200 |
| Расход газа, м ³ /час | 40..82 | 60..116 | 80..160 | 150..232 |
| Наименование модели | СПУ-35 | СПУ-50 | СПУ-70 | СПУ-150 |
| Производительность, м ³ /ч | 120 | 180 | 240 | 480 |
| Тепловая мощность, Мкал/час | 3095 | 4644 | 6190 | 12382 |
| Вид топлива | ДТ/газ/отработка | | | |
| Расход ДТ, кг/час | 150..300 | 240..400 | 300...600 | 720..1250 |
| Расход газа, м ³ /час | 160..375 | 256..572 | 320..750 | 900..1500 |

Общим и важнейшим недостатком снегоплавильных установок, описанных выше и аналогичных им, является то, что при всем совершенстве технологических циклов и основного оборудования эти установки имеют мало общего с рациональным использованием первичных энергоресурсов. Для плавления снега с температурой ниже 1 °С используются высокопотенциальные потоки теплоты, полученные, прямо или косвенно, путем сжигания углеводородного топлива.

Ниже представлен расчет затрат в денежном выражении на работу наиболее мощной мобильной снегоплавильной установки ведущего мирового производителя подобной техники - Trecan 350-PD (Канада).

В России TRECAN работает с 2006 года по приглашению Правительства Москвы. В 2018 году на балансе эксплуатирующих организаций Российской Федерации находились более 50 мобильных снегоплавильных машин TRECAN (Москва, Санкт-Петербург, Московская область, Самара, Владивосток, Казань, Мурманск и т. д.) и две высокопроизводительные стационарные снегоплавильные станции, работающие на природном газе (Новосибирск). Заявленные производителем Trecan 350-PD технические характеристики приведены в таблице 4.4. [175].

Таблица 4.4 – Характеристики мобильных установок Trecan 350-PD

| | |
|--|------------------|
| Расчетная производительность по снегу, м ³ /ч при средней плотности снега 300 кг/м ³ | 825 |
| Вид топлива | дизельное зимнее |
| Расход топлива на горелку В, л/ч | 1512 |
| Количество получаемой воды при температуре 3 °С G _в , л/мин | 5300 |

Затраты дизельного топлива в мобильной установке Trecan 350-PD с плотностью зимнего дизтоплива 840 кг/м³ составят 1270,1 кг/ч (1,27 т/ч). С учетом продолжительности работы снегоплавильной установки n=2160 ч, а также оптовой стоимости топлива Ц=45000 руб. за тонну (в ценах 2023 года), сезонные

затраты на закупку дизельного топлива для одной снегоплавильной установки Trecan 350-PD составляют 123,45 млн руб.

Таким образом, в настоящее время разработано множество способов утилизации снежной массы, часть которых успешно реализуется в крупных городах России. Однако существующие технологии утилизации вывозимого с городских улиц снега нельзя назвать энергоэффективными.

4.1.3. Зарубежные технологии утилизации снега

Страной со схожими с Российской Федерацией климатическими условиями является Канада, поэтому особенно стоит отметить методы утилизации снега, применяемые в этой стране.

В течение долгого времени большую часть снежной массы коммунальные службы города Торонто свозили на «сухие» снегосвалки [94]. Однако в 2002 году встал вопрос о нехватке места для хранения снега. В связи с этим департамент транспорта должен был либо найти новые территории для хранения снега, либо закупить несколько снегоплавильных комплексов сопоставимой мощности. Несмотря на дороговизну установок для утилизации снега было решено приобрести снегоплавильные комплексы канадской фирмы Trecan суммарной производительностью 350 т снега в час. Таким образом, департаментом транспорта города Торонто был сделан выбор в пользу утилизации снега, а не хранения его на специальных площадках. В дальнейшем в период с 2005 по 2009 годы были закуплены дополнительные снегоплавильные комплексы, что привело к сокращению количества снежных свалок с 14 до 5. В настоящее время большая часть работ по очистке городских улиц от снега в Торонто выполняется подрядными организациями. Средний срок, за который производится уборка снега, составляет 1,5 часа после окончания снегопада [94]. Такая скорость очистки, безусловно, является хорошим показателем, однако какие-либо инновационные решения в сфере утилизации снега в Канаде отсутствуют, так как для утилизации снега используется органическое топливо.

В Японии и Исландии вопрос утилизации снега стоит также остро, как и в крупных северных регионах нашей страны. Однако снег там утилизируют непосредственно на дорогах.

Во многих городах Исландии дома отапливаются горячей водой из геотермальных источников. Ее же используют для отопления дорог и тротуаров. Трубы с горячей водой из геотермальных источников проложены по городским улицам, в результате чего снег на поверхности тает.

В японском городе Саппоро для утилизации снега с дорожного покрытия было принято решение обогревать сами дороги. Для этих целей первоначально использовали теплую воду из геотермальных источников, которую пускали по стальным трубам. Со временем стальные трубы заменили пластиковыми, а такая система утилизации снега начала использоваться и для тротуаров. Владельцы частных домов, как правило, устанавливают собственные небольшие системы обогрева, так как они обязаны содержать в чистоте пространство перед домом.

В связи с этим снегоуборочная техника применяется только в случае выпадения значительного количества снега, а существующий в г. Саппоро снегоплавильный комплекс утилизирует всего лишь 10% снега [94].

4.2. Технологии использования низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега

Использование снегоплавильных установок (СУ), размещаемых на ТЭЦ, позволяет организовать эффективную утилизацию вывозимого с городских улиц снега за счет использования низкопотенциальных источников теплоты [95].

Основными преимуществами размещения стационарных снегоплавильных установок на территории ТЭЦ являются:

1. Наличие на ТЭЦ низкопотенциальных тепловых потоков и возможность их использования в качестве греющего агента в СУ.

2. Территориальное расположение ТЭЦ в черте города. Как правило, снег вывозят на специально оборудованные «сухие» снегосвалки, которые располагаются за чертой города. При размещении стационарной снегоплавильной

установки на территории ТЭЦ значительно снизится расход денежных средств, затрачиваемых на перевозку снега, убираемого с городских улиц.

3. Наличие на ТЭЦ цехов химической очистки воды. При незначительном содержании примесей и загрязняющих веществ в талой воде возможна организация очистки этой воды для повторного использования в цикле ТЭЦ.

4. Наличие на ТЭЦ относительно чистых стоков, например, продувочной воды оборотных систем технического водоснабжения, позволяет организовать ее смешение с загрязненной талой водой с последующим сбросом в городскую канализацию.

5. Возможность использования стационарной снегоплавильной установки в течение всего года. Железобетонный резервуар, входящий в состав снегоплавильной камеры, предлагается использовать для аккумуляции дождевой воды, которую после очистки можно использовать в цикле станции.

Проведенный анализ существующих возможностей по повышению энергетической эффективности ТЭЦ [96] за счет использования энергетического потенциала электростанции для утилизации вывозимого с городских улиц снега показал, что для организации плавления снежно-ледяной массы (СЛМ) требуется сооружение стационарной снегоплавильной установки, предусматривающей использование низкопотенциальных источников теплоты.

В качестве греющей среды для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке возможно использование следующих низкопотенциальных теплоносителей: основного конденсата турбин; конденсата сетевых подогревателей; циркуляционную охлаждающую воду после конденсатора турбины; обратную сетевую воду.

Следует отметить, что применение в СУ пара производственного отбора не рассматривается, так как для плавления снега с температурой ниже 1 °С использование высокопотенциального пара с температурой 250 – 300 °С является нерациональным. Также следует учитывать, что в связи с отказом от потребления высокопотенциального пара промышленными предприятиями на многих электростанциях турбины с производственным отбором типа ПТ выводятся из

эксплуатации, а собственные нужды ТЭЦ покрываются за счет организации на турбинах типа Т-100-130 производственного отбора на паропроводе после ЦВД (см. принципиальную схему на рисунке 7.3).

В п. 4.2.1 представлены конструктивные особенности предложенной для реализации на ТЭЦ стационарной снегоплавильной установки.

4.2.1. Конструкция стационарной снегоплавильной установки

В существующих снегоплавильных установках [79] плавления снега производится преимущественно контактным способом (см. рисунок 4.8) и сопровождается перемешиванием греющего агента и снежной массы. Это позволяет интенсифицировать теплообмен и повысить скорость плавления снега.

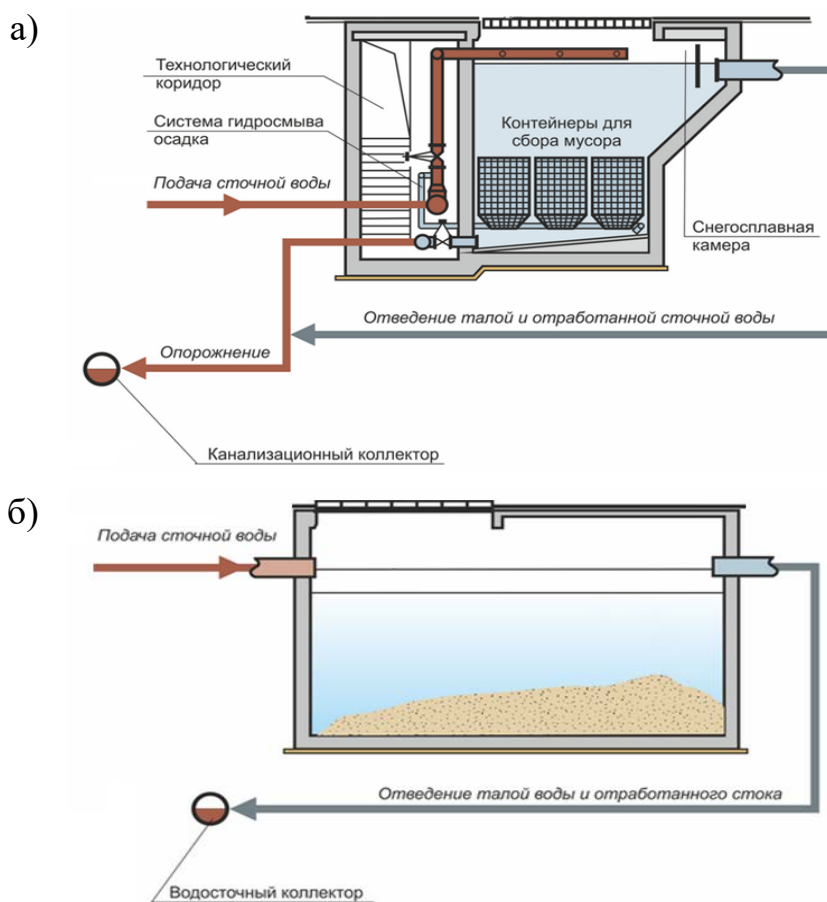


Рисунок 4.8 - Конструкции снегоплавильных камер, использующих контактный способ плавления снега: а - снегоплавильная камера со струйной подачей теплоносителя; б - снегоплавильная камера с потоковой подачей теплоносителя

Основным недостатком контактного способа утилизации снега является увеличение расхода талой воды за счет подмешивания к ней греющего агента. В случае если талая вода подвергается дальнейшей очистке, это приводит к значительному увеличению нагрузки на водоочистные сооружения и, соответственно, их стоимости.

На рисунке 4.9 представлена предложенная автором конструкция стационарной снегоплавильной установки, предназначенная для плавления СЛМ на ТЭЦ [96]. Основным элементом конструкции предложенной СУ является железобетонный резервуар с установленным внутри поверхностным теплообменником. В качестве греющего агента в поверхностный теплообменник 3 по трубопроводу греющей среды 4 направляют теплоноситель от теплоэлектростанции. По трубопроводу циркуляции талой воды 5 талая вода поступает в резервуар, где она проходит через решетку приема снега 2. После прохождения через решетку талая вода попадает на теплообменник 3, где нагревается. Затем талая вода поступает в контейнеры для сбора мусора 8. После сбора мусора талая вода поступает в отвод воды в систему водоочистки и канализации 7.

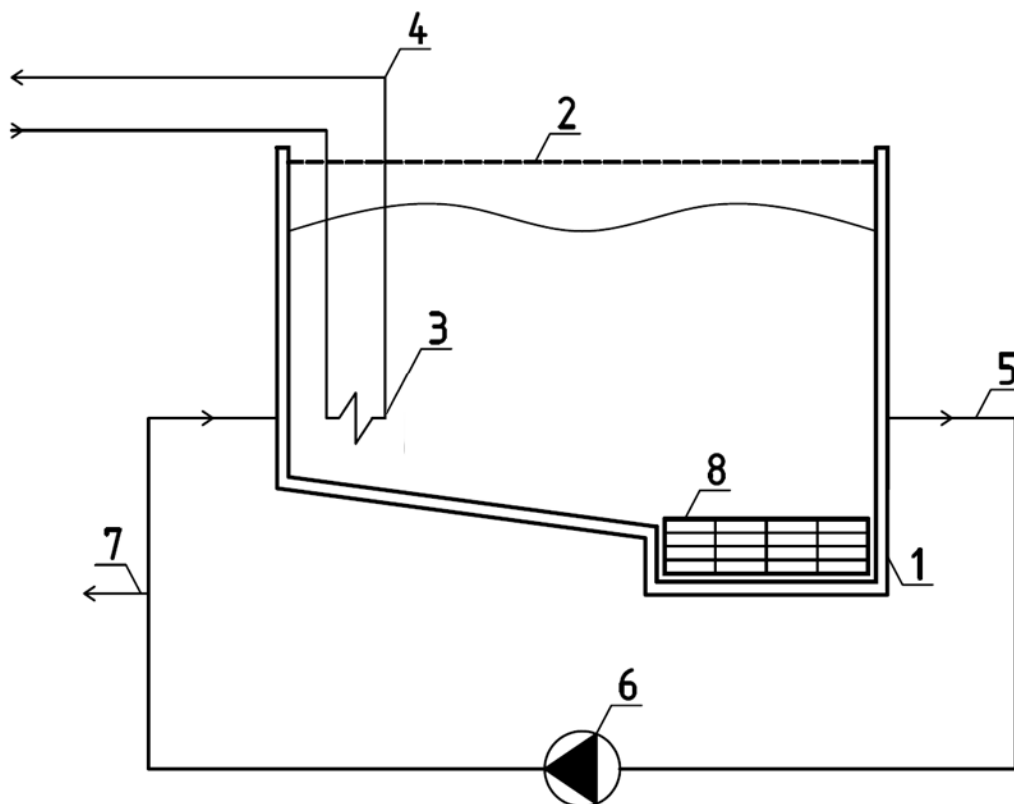


Рисунок 4.9 - Предлагаемая конструкция СУ: 1 - железобетонный резервуар; 2 - решетка приема снега; 3 - теплообменник; 4 - теплоноситель от ТЭЦ; 5 - трубопровод циркуляции талой воды; 6 - циркуляционный насос; 7 - отвод воды в систему водоочистки и канализации; 8 - контейнеры для сбора мусора

Основным преимуществом предложенной конструкции СУ является то, что теплоноситель не смешивается с талой водой и возвращается обратно в цикл ТЭЦ без какой-либо очистки. Использование теплообменного аппарата в СУ также способствует снижению нагрузки местных канализационных очистных сооружений в случае сброса талой воды в городскую канализацию.

В связи с тем, что снегоплавильная установка располагается на территории или в непосредственной близости от ТЭЦ, значительно сокращаются эксплуатационные затраты, связанные с транспортировкой теплоносителя к месту утилизации СЛМ. Например, для г. Ульяновска при вывозе снега на УлТЭЦ-1, расположенную в черте города, расстояние, преодолеваемое снегоуборочной техникой, сократится примерно в 2 раза (см. рисунок 4.10).



Рисунок 4.10 - Схема расположения объектов утилизации снега в г. Ульяновске

Другой особенностью предложенной снегоплавильной установки является организация циркуляции теплоносителя при помощи насоса 6, позволяющая существенно ускорить процесс утилизации (таяния) снежно-ледовой массы за счет интенсификации перемешивания водно-ледовой смеси и, соответственно, теплообмена.

Использование решетки приема снега 2 способствует ускорению процесса разгрузки грузового транспорта, возможности организации непрерывной

выгрузки снежно-ледяной массы, вследствие чего значительно сокращается время ожидающего разгрузки транспорт и снижается загруженность подъездных путей.

Установленный на дне резервуара контейнер для сбора мусора 8 позволяет быстро и эффективно удалять скопившийся мусор, повышая эффективность работы СУ.

Таким образом, предложенная конструкция СУ позволяет максимально эффективно использовать энергетический потенциал и инфраструктуру ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега.

Ниже представлен расчет капитальных затрат на сооружение стационарной снегоплавильной установки производительностью 650 т/ч, размещаемой на ТЭЦ. Такая производительность выбрана исходя из радиуса доставки снега, составляющего около 5 км. Например, применительно к г. Ульяновску такой радиус (см. рисунок 4.10) позволяет утилизировать снег, вывозимый с улиц двух районов города: Ленинского и Засвияжского.

Производительность стационарной снегоплавильной установки 650 т/ч выбрана для климатических условий европейской части страны со средним количеством осадков за зимний сезон около 180 мм. Количество дней, в течение которых будет осуществляться уборка снега составляет 90.

В качестве примера, в таблице 4.5 представлен расчет объемов вывозимого снега в г. Ульяновске.

Таблица 4.5 – Объемы вывозимого снега в г. Ульяновске

| Район города | Площадь района, км ² | Площадь, убираемой территории, м ² | Объем вывозимого снега, м ³ /сезон | Объем снега, м ³ /сутки |
|-----------------|---------------------------------|---|---|------------------------------------|
| Заволжский | 99,8 | 14970000 | 2694600 | 29940 |
| Железнодорожный | 74 | 11100000 | 1998000 | 22200 |
| Ленинский | 37,1 | 5565000 | 1001700 | 11130 |
| Засвияжский | 106 | 15900000 | 2862000 | 31800 |
| Всего | 316,9 | 47535000 | 8556300 | 95070 |

Учет капитальных вложений на осуществление разработанных технологий произведен на основании показателей объектов-аналогов.

Затраты на теплообменное оборудование рассчитывались, исходя из необходимой площади нагрева, m^2 :

$$F = \frac{Q}{K\Delta t_{cp}}, \quad (4.1)$$

где Q – тепловая мощность теплообменника, Вт,

$$Q = \Delta t_{гр} c_v G_{гр}, \quad (4.2)$$

где $\Delta t_{гр}$ – разность температуры греющей среды на входе и выходе из теплообменника, К; c_v – теплоемкость воды, Дж/(кг·К); $G_{гр}$ – расход греющей среды, кг/ч;

K – коэффициент теплопередачи, Вт/($m^2 \cdot K$),

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (4.3)$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи соответственно со стороны греющего и нагреваемого теплоносителя, Вт/($m^2 \cdot K$); δ – толщина стенки трубки, м; $\lambda_{ст}$ – коэффициент теплопроводности материала трубки, Вт/(м·К);

Δt_{cp} – полный температурный напор, К,

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}, \quad (4.4)$$

где $\Delta t_б$ и $\Delta t_м$ – большая и меньшая разность температур теплоносителей, К.

Условный диаметр, используемых в теплообменнике стальных нержавеющих труб, составляет 32 мм. Зная площадь теплообмена и площадь поверхности одного погонного метра трубы, найдем необходимую длину трубы для изготовления теплообменника:

$$L = \frac{F}{f_{пм}}, \quad (4.5)$$

где $f_{пм}$ – площадь поверхности одного погонного метра трубы, m^2 .

Объем железобетонного резервуара определяется на основе скорости, необходимой для осаждения взвешенных частиц (10 мм/м), а также количества циркулирующей воды, используемой для утилизации заданного объема снега [107].

Для определения расхода циркулирующей воды рассмотрим уравнение теплового баланса теплообменного устройства:

$$G_{гр}(t'_{гр} - t_{гр})c_{в}\eta_{то} = G_{ц}(t'_{наг} - t_{наг})c_{в}, \quad (4.6)$$

где $G_{гр}$ – расход греющего потока, кг/ч; $G_{ц}$ – количество воды циркулирующей в снегоплавильной камере, кг/ч; $\eta_{то}$ – КПД теплообменного устройства.

Определим расход греющего потока:

$$G_{гр} = \frac{G_{ц}(t'_{наг} - t_{наг})c_{в}}{(t'_{гр} - t_{гр})c_{в}\eta_{то}}. \quad (4.7)$$

Рассмотрим уравнение теплового баланса снегоплавильной камеры:

$$G_{ц}(t'_{наг} - t_{наг})c_{в} = \eta_{ссу}(G_{сн}(t_{пл} - t_{сн})c_{сн} + G_{сн}\Delta h_{сн} + G_{сн}(t_{наг} - t_{пл})c_{в}), \quad (4.8)$$

где $G_{сн}$ – количество утилизируемого снега, кг/ч; $\Delta h_{сн}$ – изменение энтальпии снежно–ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг; $c_{сн}$ – теплоемкость снега, кДж / (кг·К); $t_{пл}$ – температура плавления снега, К; $\eta_{ссу}$ – КПД стационарной снегоплавильной установки.

В уравнении теплового баланса $\eta_{ссу}$ учитывает следующие факторы:

- потери теплоты поверхностью жидкости вследствие собственного теплового излучения;
- потери теплоты поверхностью жидкости вследствие конвективного теплообмена с атмосферой;
- потери теплоты, связанные с испарением с поверхности жидкости.

Определим расход циркулирующей воды:

$$G_{ц} = \frac{\eta_{ссу}G_{сн}((t_{пл} - t_{сн})c_{сн} + \Delta h_{сн} + (t_{наг} - t_{пл})c_{в})}{(t'_{наг} - t_{наг})c_{в}}. \quad (4.9)$$

Основные технические характеристики стационарной снегоплавильной установки, рассчитанные по формулам (4.1) – (4.9), представлены в таблице 4.6.

Ориентировочные капитальные затраты на сооружение снегоплавильной установки на площадке ТЭЦ (в ценах 2023 г.) представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.6– Характеристики стационарной снегоплавильной установки

| Величина | Единица измерения | Значение |
|--|-------------------|----------|
| Общая площадь поверхности теплообменника, F (модульная конструкция из 6 шт.) | м ² | 7500 |
| Общее количество воды циркулирующей в снегоплавильной камере, $G_{ц}$ | т/ч | 7000 |
| Общее количество утилизируемого снега, $G_{сн}$ | т/ч | 650 |
| Общий расход греющего потока | т/ч | 3500 |
| Мощность теплообменника, Q | Гкал/ч | 70 |

Таблица 4.7 - Капитальные затраты на сооружение снегоплавильной установки на площадке ТЭЦ*

| № | Наименование | Затраты тыс. руб. без НДС |
|---|---|---------------------------|
| 1 | Железобетонный резервуар (70м×30м×5м), включая камеру для загрузки и плавления снега и песколовку | 53 831,63 |
| 2 | Теплообменник модульной конструкции | 32 527,88 |
| 3 | Циркуляционные насосы | 10 539,00 |
| 4 | Циркуляционные трубопроводы | 4 779,25 |
| 5 | Прочее вспомогательное оборудование | 8 666,88 |
| 6 | Установка и монтаж оборудования | 91 138,75 |
| 7 | Итого | 201 483,39 |

* - без учета стоимости водоочистных сооружений для очистки талой воды

Модульная конструкция стационарной снегоплавильной установки предусматривает одновременную разгрузку 12 самосвалов с объемом снега 25 м³ (время разгрузки 10 минут). Модульная конструкция состоит из шести секций, что позволяет отключить для обслуживания или ремонта отдельную секцию без вывода из эксплуатации всей СУ.

Ниже представлена оценка эффективности использования низкопотенциальных источников теплоты для утилизации снега на ТЭЦ.

4.2.2. Оценка эффективности использования низкопотенциальных источников теплоты для утилизации снега на ТЭЦ

В качестве греющей среды для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке возможно использование следующих теплоносителей:

- основного конденсата турбин;

- конденсата сетевых подогревателей;
- циркуляционную охлаждающую воду после конденсатора турбины;
- обратную сетевую воду.

Рассмотрим подробно предложенные варианты теплоносителей для СУ, размещаемой на ТЭЦ.

Использование теплоты основного конденсата турбин

В качестве одного из решений утилизации снега на территории ТЭЦ возможно использование теплоты основного конденсата теплофикационных паровых турбин, отбираемого после подогревателей низкого давления (ПНД) [97]. При реализации данной технологии основной конденсат используют в качестве греющей среды в поверхностном теплообменнике стационарной снегоплавильной установки, после чего охлажденный конденсат поступает обратно в цикл электростанции (см. рисунок 4.11).

Использование теплоты основного конденсата паровой турбины увеличивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет увеличения количества отбираемого на систему регенерации низкого давления пара и, соответственно, повышает энергетическую эффективность электрической станции. Использование предложенной технологии позволяет практически полностью исключить коррозионные процессы в теплообменнике СУ благодаря использованию конденсата с минимальным содержанием растворенного кислорода.

В зимний период в зависимости от количества снега, поступающего на утилизацию, возможно три режима работы: основной, полупиковый и пиковый.

Основной режим работы: при закрытой задвижке 7 и открытых задвижках 12 и 13 весь основной конденсат теплофикационной паровой турбины перед вторым по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного конденсата между первым и вторым по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 14-17 закрыты, 5 и 6 - открыты. Отбор основного

конденсата турбины после ПНД-1 должен осуществляться после смешения с конденсатом нижнего сетевого подогревателя (ПСГ-1), так как при работе турбины с минимальным пропуском пара в конденсатор, расход основного конденсата через ПНД-1 будет минимальным и недостаточным для работы СУ.

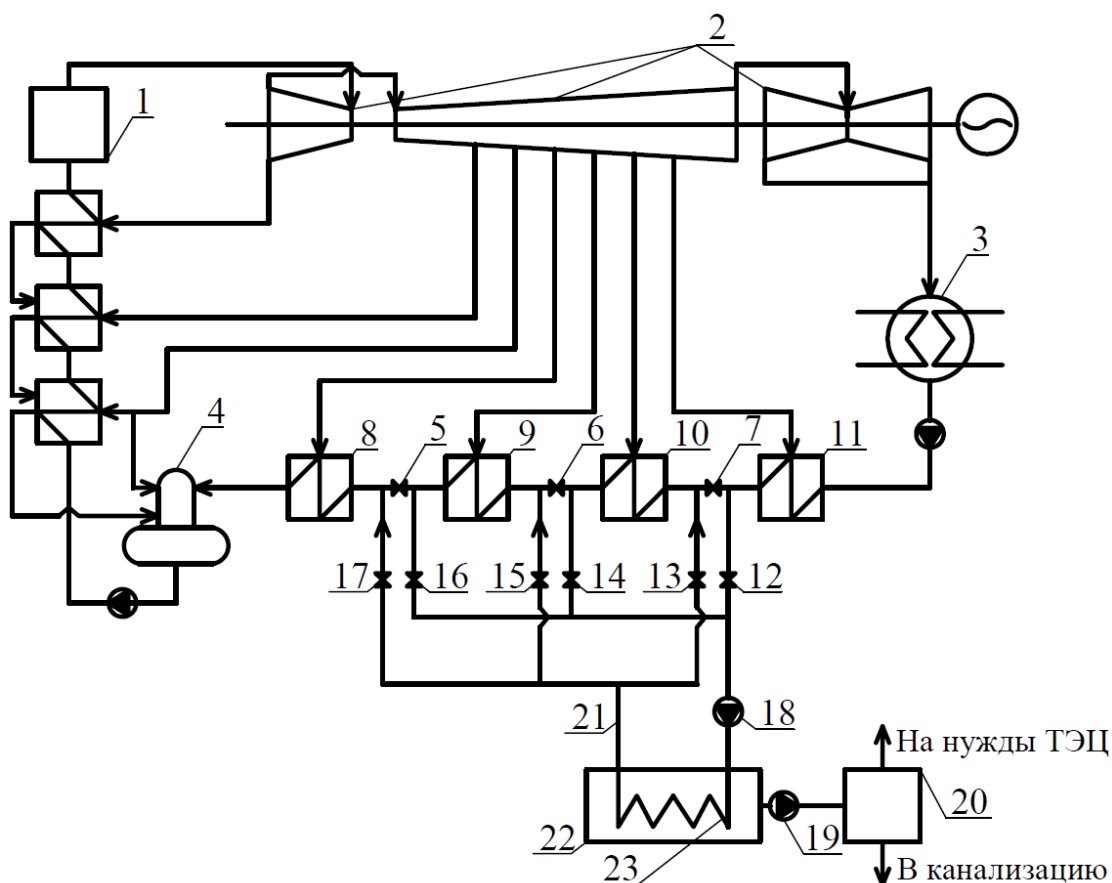


Рисунок 4.11 - Схема использования основного конденсата турбины для утилизации снега на ТЭЦ; 1 - паровой котел; 2 - теплофикационная паровая турбина; 3 - конденсатор турбины; 4 - деаэратор питательной воды; 5 - 7 – задвижки; 8 - ПНД-4; 9 - ПНД-3; 10 - ПНД-2; 11 – ПНД-1; 12 - 17 – задвижки; 18 – циркуляционный насос; 19 – насос талой воды; 20 – система водоочистки; 21 – трубопровод циркуляции теплоносителя; 22 – стационарная снегоплавильная установка; 23 – поверхностный теплообменник

Полупиковый режим работы: при закрытой задвижке 6 и открытых задвижках 14 и 15 весь основной конденсат турбины после второго по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного

конденсата между вторым и третьим по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 12,13,16,17 закрыты, 5 и 7 - открыты.

Пиковый режим работы: при закрытой задвижке 5 и открытых задвижках 16 и 17 весь основной конденсат турбины после третьего по ходу движения основного конденсата ПНД направляется в теплообменное устройство снегоплавильной установки, а затем возвращается в трубопровод основного конденсата между третьим и четвертым по ходу движения основного конденсата ПНД. Задвижки 12-15 закрыты, 6 и 7 - открыты.

Выбор режима работы позволяет изменять производительность снегоплавильной установки.

Полученная при утилизации снега талая вода насосом 19 направляется в систему 20 водоочистки, после которой очищенная вода может использоваться для возврата в трубопровод охлаждающей воды, подпитки теплосети и для питания паровых котлов. В случае применения упрощенной системы предварительной очистки, талая вода сбрасывается в городскую систему канализации.

Для оценки энергетической эффективности применения теплоты основного конденсата турбин для утилизации снега на ТЭЦ использована методика, предусматривающая расчет удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении для утилизации 1 тонны снега. Описание методики и расчетные зависимости представлены в п. 7.5 седьмой главы диссертации.

Использование теплоты конденсата сетевых подогревателей турбин

Особенность предложенного решения заключается в использовании конденсата нижнего сетевого подогревателя (НСП) или верхнего сетевого подогревателя (ВСП) теплофикационной паровой турбины в качестве греющей среды в поверхностном теплообменнике стационарной снегоплавильной установки [97].

Использование конденсата греющего пара сетевых подогревателей позволяет увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет

дополнительного отбора пара на регенеративные подогреватели низкого давления.

Предложенная технологическая схема использования конденсата греющего пара сетевых подогревателей турбины для утилизации снега на ТЭЦ представлена на рисунке 4.12.

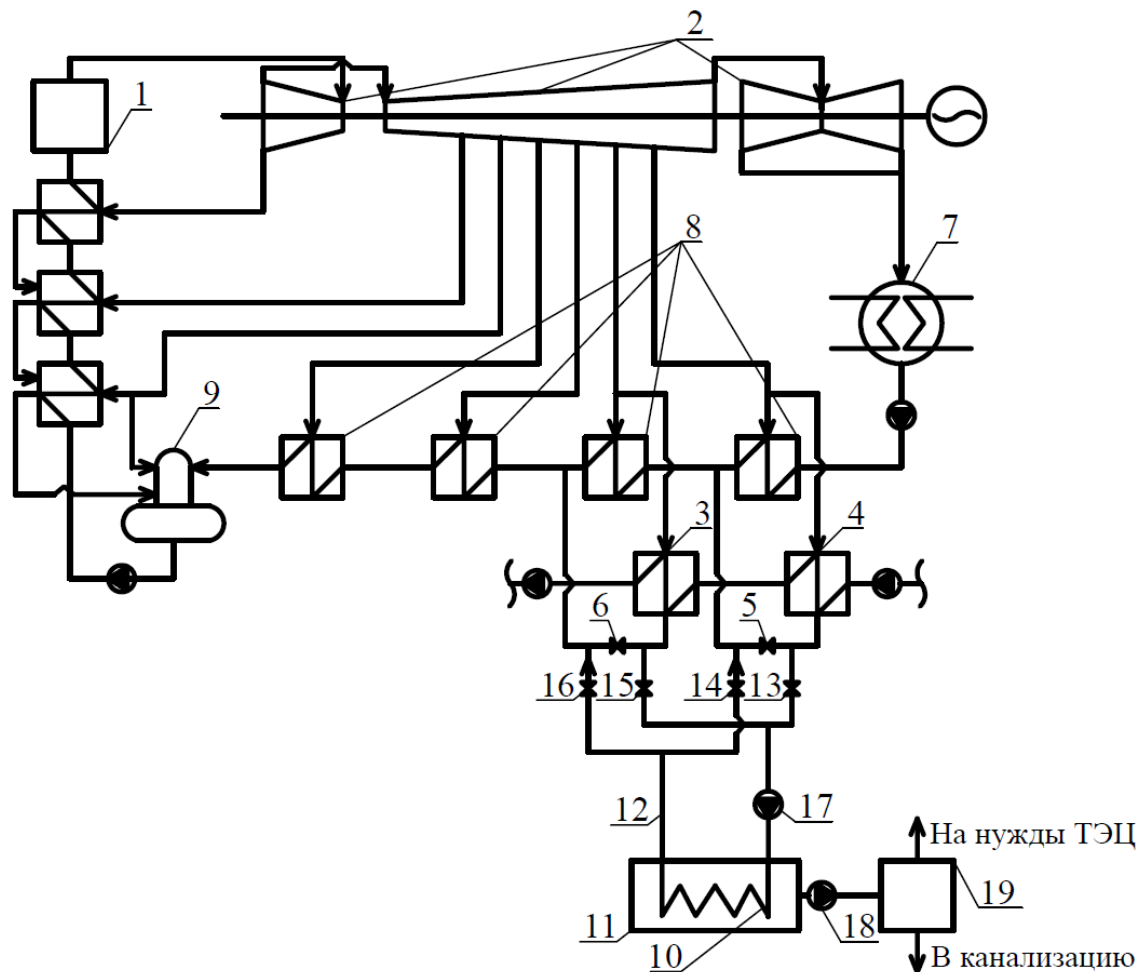


Рисунок 4.12 - Схема использования конденсата сетевых подогревателей турбины для утилизации снега на ТЭЦ: 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная паровая турбина; 3, 4 – верхний и нижний сетевые подогреватели; 5, 6 – задвижки; 7 – конденсатор; 8 – регенеративные подогреватели низкого давления; 9 – деаэратор питательной воды; 10 – стационарная снегоплавильная установка; 11 – поверхностный теплообменник; 12 – трубопровод циркуляции теплоносителя; 13-16 – задвижки; 17 – циркуляционный насос; 18 – насос талой воды; 19 – система водоочистки

Схема работает следующим образом: сетевую воду последовательно нагревают в нижнем 4 и верхнем 3 сетевых подогревателях паром отопительных отборов теплофикационной паровой турбины 2. В зимний период в зависимости

от количества снега, поступающего на утилизацию возможно два режима работы: основной и пиковый.

Основной режим работы: при закрытой задвижке 5 и открытых задвижках 13 и 14 весь конденсат НСП 4 направляется в качестве греющей среды в стационарную снегоплавильную установку 10. Задвижки 15 и 16 закрыты, задвижка 6 - открыта.

Пиковый режим работы: при закрытой задвижке 6 и открытых задвижках 15 и 16 весь конденсат верхнего сетевого подогревателя 3 направляется в поверхностный теплообменник 11 стационарной снегоплавильной установки 10. Задвижки 13 и 14 закрыты, задвижка 5 - открыта.

Выбор режима работы позволяет изменять производительность снегоплавильной установки.

Полученная при утилизации снега талая вода насосом 18 направляется в систему 19 водоочистки, после которой очищенная вода может использоваться для возврата в трубопровод охлаждающей воды, подпитки теплосети и для питания паровых котлов. Также как в предыдущей схеме предусматривается возможность сброса талой воды в городскую систему канализации при использовании упрощенной системы водоочистки.

Следует отметить, что предложенные технические решения с использованием в качестве греющей среды основного конденсата турбины и конденсата сетевых подогревателей применимы для утилизации незначительного количества снежно-ледяной массы, измеряющегося несколькими десятками тонн в час. Данное ограничение учтено при расчете энергетической эффективности, так, единичная производительность стационарной снегоплавильной установки составляет 65 тонн снега в час для одной турбины типа Т-100-130.

Результаты расчета энергетической эффективности решений с использованием в качестве греющей среды основного конденсата турбины и конденсата сетевых подогревателей, выполненные по величине удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ν_{mf} , кВт·ч/т, представлены в

таблице 4.8. Расчетные зависимости и исходные данные, принимаемые для оценки величины $\nu_{m\phi}$, представлены в п. 7.5 седьмой главы диссертации.

Таблица 4.8 - Удельная выработка электроэнергии для технологий утилизации снега на СУ производительностью 65 т/ч

| № | Используемый теплоноситель | Значение удельной выработки электроэнергии $\nu_{m\phi}$, кВт·ч/т |
|---|--|--|
| 1 | Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-1 | 40 |
| 2 | Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-2 | 35 |
| 3 | Использование теплоты основного конденсата турбин после ПНД-3 | 32 |
| 4 | Использование теплоты конденсата нижнего сетевого подогревателя | 38 |
| 5 | Использование теплоты конденсата верхнего сетевого подогревателя | 34 |

Из представленных в таблице 4.8 данных видно, что наиболее высокие значения $\nu_{m\phi}$ получены для схем с использованием теплоты основного конденсата турбин после ПНД-1 и конденсата нижнего сетевого подогревателя.

Несмотря на достаточно высокую энергетическую эффективность предложенные решения с использованием в качестве греющей среды основного конденсата турбины и конденсата сетевых подогревателей не рекомендуются для внедрения на СУ, размещаемых на ТЭЦ. Основным недостатком этих решений является незначительная производительность СУ, не позволяющая в поной мере использовать потенциал ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега.

Ниже представлены технологические решения, предназначенные для утилизации значительного количества снежно-ледяной массы, в пределах нескольких сотен тонн в час.

Использование теплоты циркуляционной воды после конденсаторов турбин

В качестве греющей среды в СУ на базе ТЭЦ возможно использовать циркуляционную охлаждающую воду после конденсаторов турбин. Так как температура циркуляционной воды после конденсаторов турбин в зимний период, как правило, составляет 20 – 25 °С, целесообразно использовать контактный способ утилизации снега (см. рисунок 4.13).

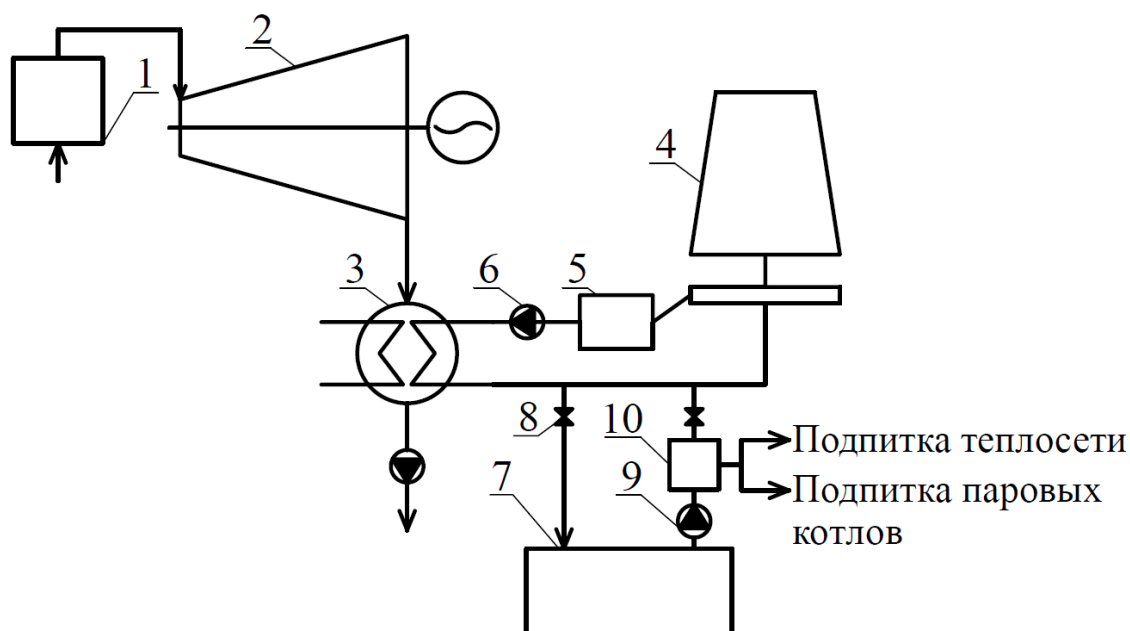


Рисунок 4.13 - Схема использования циркуляционной воды после конденсаторов турбин для утилизации снега на ТЭЦ: 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная турбина; 3 – конденсатор; 4 – градирня; 5 – аванкамера; 6 – циркуляционный насос; 7 – снегоплавильная камера; 8 – регулятор; 9 – циркуляционный насос снегоплавильной установки; 10 – система водоочистки

Особенность предложенной технологии [98] заключается в том, что нагретую циркуляционную воду после конденсаторов паровых турбин направляют в снегоплавильную камеру 7. Циркуляционная вода после смешения со снежной массой, загруженной в снегоплавильную камеру 7, растапливает последнюю. Далее общий поток циркуляционной и талой воды очищается от загрязнений в системе водоочистки 10 и направляется в трубопровод циркуляционной воды перед градирней 4. Одновременно с утилизацией снега снижается общая

температура циркуляционной охлаждающей воды перед конденсаторами паровых турбин, а талая вода используется для компенсации потерь охлаждающей воды в системе оборотного водоснабжения ТЭЦ подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды паровых котлов.

Преимуществом представленной на рисунке 4.13 технологии является максимальная тепловая экономичность, обусловленная использованием теплоты отработавшего пара турбин.

Основными недостатками контактного способа утилизации снега на ТЭЦ за счет теплоты циркуляционной воды после конденсаторов турбин являются:

- необходимость установки водоочистных сооружений большой мощности для очистки общего потока воды после снегоплавильной камеры;
- ограниченная сфера применения из-за работы ТЭЦ с незначительной конденсационной нагрузкой в зимний период;
- необходимость консервации градирен с возможностью быстрого их ввода в эксплуатацию при загрузке ТЭЦ на максимальную электрическую мощность.

Использование теплоты обратной сетевой воды

Наиболее обоснованной с точки зрения применимости на ТЭЦ является схема с использованием обратной сетевой воды.

Для реализации предложенной технологии (см. рисунок 4.14) [99] предлагается подключить снегоплавильную установку к коллектору обратной сетевой воды на выводе ТЭЦ. Такая схема подключения теплообменника снегоплавильной установки позволяет отбирать часть возвращаемой на ТЭЦ обратной сетевой воды для целей утилизации снега и после использования в СУ смешивать с общим потоком обратной сетевой воды. Как правило, температура возвращаемой на ТЭЦ обратной сетевой воды превышает нормативную температуру по утвержденному графику на 4 – 6 °С, что в свою очередь снижает тепловую экономичность теплофикационных турбин. Реализация предложенной схемы подключения СУ, представленной на рисунке 4.14, позволяет снизить температуру возвращаемой на ТЭЦ обратной сетевой воды до нормативного значения или даже ниже.

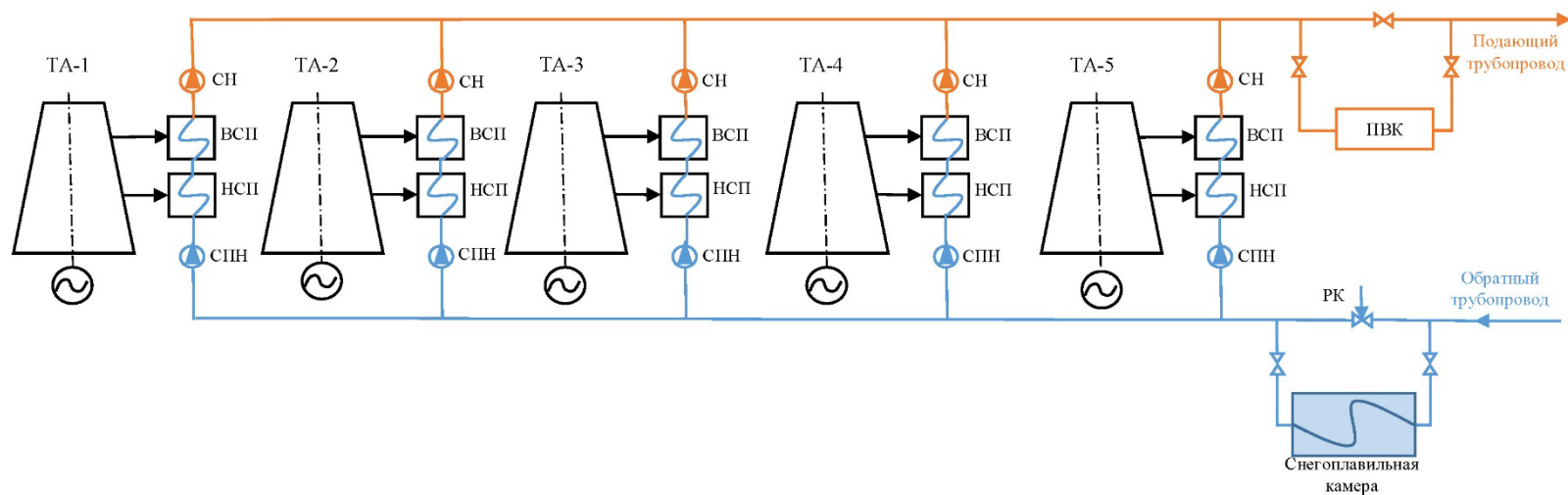


Рисунок 4.14 – Принципиальная схема использования обратной сетевой воды для утилизации снега на ТЭЦ: ТА-1 – ТА-5 – установленные на ТЭЦ турбоагрегаты; НСП и ВСП – нижний и верхний сетевые подогреватели; СПН – сетевые (подпорные) насосы 1-го подъема ; СН – сетевые насосы 2-го подъема; ПВК – пиковая водогрейная котельная; РК – регулятор расхода, обеспечивающий требуемый расход обратной сетевой воды через теплообменник СУ

Проведенные расчеты для фактического режима работы системы теплоснабжения, подключенной к Ульяновской ТЭЦ-1, показали, что при общем расходе обратной сетевой воды около 10 тыс. м³/ч снижение температуры составит около 7 °С при условии реализации на ТЭЦ снегоплавильной установки производительностью 650 тонн снега в час.

Основными преимуществами технологии с использованием обратной сетевой воды являются:

- возможность утилизации значительного количества снега независимо от режимов работы турбин ТЭЦ (как по электрическому, так и по тепловому графикам);

- высокая тепловая экономичность, связанная с увеличением выработки электроэнергии на тепловом потреблении из-за снижения температуры обратной сетевой воды перед сетевыми подогревателями турбин.

Предложенная технология с использованием для плавления снега обратной сетевой воды может быть также реализована не на территории ТЭЦ, а на городских площадках вблизи магистральных трубопроводов тепловых сетей. Такое решение позволит размещать СУ в непосредственной близости от убираемых от снега городских территорий и, соответственно, существенно снизить затраты на перевозку снега автотранспортом. Реализация такого проекта будет выгодна как для энергокомпании, так и для муниципального образования. Эффект для энергокомпании будет складываться из двух составляющих: во-первых, продажи тепловой энергии по установленным на СУ приборам учета; во-вторых, за счет снижения температуры возвращаемой на ТЭЦ обратной сетевой воды. Муниципальное образование, помимо решения вопроса с экологически чистой утилизацией снега, получит экономический эффект за счет снижения затрат на вывоз снега. В случае финансирования проекта за счет муниципального бюджета будут исключены инвестиционные риски энергокомпании.

Результаты расчета энергетической эффективности решений с использованием в СУ в качестве греющей среды циркуляционной воды после конденсаторов турбин и обратной сетевой воды, выполненные по величине

удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\nu_{тф}$, кВт·ч/т, представлены в таблице 4.9. Расчетные зависимости и исходные данные, принимаемые для оценки величины $\nu_{тф}$, представлены в п. 7.5 седьмой главы диссертации.

Из представленных в таблице 4.9 значений видно, что наибольшая энергетическая эффективность достигается при использовании теплоты циркуляционной воды после конденсаторов турбин, однако, учитывая основные недостатки контактного способа утилизации снега на ТЭЦ, к реализации предлагается решение с применением в СУ обратной сетевой воды.

Таблица 4.9 - Удельная выработка электроэнергии для технологий утилизации снега на СУ производительностью 650 т/ч

| № | Используемый теплоноситель | Значение удельной выработки электроэнергии $\nu_{тф}$, кВт·ч/т |
|---|--|---|
| 1 | Использование теплоты обратной сетевой воды | 56 |
| 2 | Использование теплоты циркуляционной воды после конденсаторов турбин | 60 |

Таким образом, из предложенных решений использования низкопотенциальных источников теплоты для утилизации вывозимого с городских улиц снега для внедрения рекомендуется технология с применением обратной сетевой воды, отбираемой в теплообменник СУ из общего коллектора на вводе ТЭЦ.

4.3. Выводы по главе 4

1. Анализ технологий утилизации снега, используемых в настоящее время, показал, что существует несколько способов утилизации вывозимой с городских улиц снежно-ледяной массы с применением как стационарных установок, так и мобильных установок, работающих на жидком топливе. На сегодняшний день лидером по количеству используемых снегоплавильных установок является г. Москва. Согласно данным [87 - 89] более 25 % от объема снега, вывозимого с улиц г. Москвы, утилизируется на снегоплавильных установках, работающих на

дизельном топливе, а затраты на утилизацию снега в г. Москва составляют порядка 1,8 млрд руб./год (в ценах 2018 года).

2. Проведенное исследование реализованных, а также предлагаемых для реализации технических и технологических решений по утилизации вывозимого с городских улиц снега показало, что на сегодняшний день отсутствуют энергоэффективные решения, позволяющие использовать энергетический потенциал ТЭЦ для решения проблемы утилизации снега в крупных городах РФ.

3. Для расширения функционала ТЭЦ предложены и запатентованы тепловые схемы использования инфраструктуры тепловых электростанций для утилизации снега, вывозимого с городских улиц. Основными преимуществами использования ТЭЦ для утилизации снега являются: транспортная доступность, связанная с размещением большинства ТЭЦ в черте города; наличие низкопотенциальных источников теплоты, пригодных для утилизации снега; наличие систем водоподготовки и обученного персонала.

4. Проведенное обоснование разработанных технологий использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега показало, что из предложенных решений использования низкопотенциальных источников теплоты для внедрения рекомендуется технология с применением обратной сетевой воды, отбираемой в теплообменник снегоплавильной установки из общего коллектора на вводе ТЭЦ (см. рисунок 4.14).

4.1. Основными преимуществами технологии с использованием обратной сетевой воды являются: возможность утилизации значительного количества снега независимо от режимов работы турбин ТЭЦ (как по электрическому, так и по тепловому графикам); высокая тепловая экономичность, связанная с увеличением выработки электроэнергии на тепловом потреблении из-за снижения температуры обратной сетевой воды перед сетевыми подогревателями турбин.

4.2. В ряде случаев применение предложенной схемы с использованием для плавления снега теплоты обратной сетевой воды обосновано на снегоплавильных установках, размещаемых не на территории ТЭЦ, а на городских площадках вблизи магистральных трубопроводов теплосети. Такое решение позволит

размещать СУ в непосредственной близости от убираемых от снега городских территорий. В случае финансирования проекта за счет муниципального бюджета будут исключены инвестиционные риски энергокомпании, а муниципальное образование, помимо решения вопроса с экологически чистой утилизацией снега, получит экономический эффект за счет снижения затрат на вывоз снега.

5. По мнению автора, взаимовыгодное сотрудничество муниципальных образований с энергетическими компаниями возможно при условии, что цена услуги утилизации 1 м³ снега на ТЭЦ, будет ниже стоимости вывоза снега на «сухую» снегосвалку или городскую снегоплавильную установку.

ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ОТРАБОТАВШЕГО ПАРА ТУРБИН ТЭЦ В СХЕМАХ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Исследование возможности применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения

5.1.1. Структура систем водоснабжения населенных пунктов

Система водоснабжения города - это сложный многофункциональный комплекс, работающий непрерывно 365 дней в году. Основными элементами системы являются сооружения, осуществляющие забор и очистку воды, а затем доставку ресурса до потребителя. Отведение использованной воды – задача сооружений канализования.

Классическая схема водоснабжения города (см. рисунок 5.1) выглядит следующим образом [100, 101]. Вода забирается из поверхностного или подземного источника. В первом случае воду подготавливают, смешивая с реагентами и отстаивая в резервуарах, затем фильтруют и обеззараживают. Во втором случае воду очищают от примесей: подземная вода, как правило, не требует обеззараживания, но имеет высокую минерализацию и часто содержание примесей в ней превышает допустимые концентрации.

После подготовки очищенная вода питьевого качества попадает в транспортную систему. Под напором, который обеспечивают насосные станции, вода попадает потребителям. В зависимости от рельефа местности, транспортная система может иметь несколько подъемов, каждый из которых поднимает воду на высоту от 10 до 90 метров.

На всех этапах доставки воды до потребителя осуществляется бактериологический и химический контроль качества.

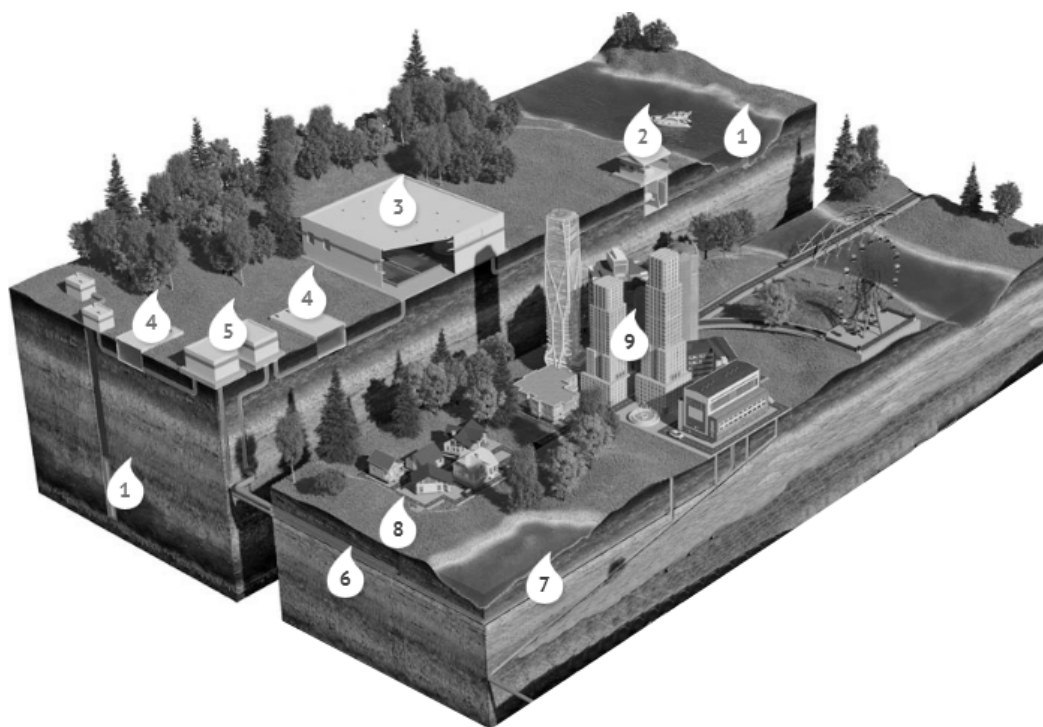


Рисунок 5.1 - Структура системы водоснабжения населенного пункта: 1 – водозаборные сооружения; 2 – насосная станция первого (I) подъема; 3 – водопроводные очистные сооружения; 4 – водозаборные скважины; 5 – резервуары чистой воды; 6 – насосная станция второго (II) подъема; 7 – водопроводная распределительная сеть; 8 – водоразборные колонки; 9 – потребители (абоненты)

Рассмотрим подробнее основные элементы системы водоснабжения при заборе воды из поверхностного источника (река, озеро, водохранилище, пруд): водозаборное сооружение, насосную станцию первого подъема, водопроводные очистные сооружения.

1. Водозаборные сооружения предназначены для забора воды из поверхностного водоисточника. Расположены, как правило, в прибрежной зоне водоема. Если забор воды осуществляется из реки, то водозаборное сооружение располагают выше населенного пункта по течению реки. Водозаборное сооружение обеспечивает не только надежный забор воды в разных гидрологических условиях: летняя межень, зимний ледостав, ледоход, весенний паводок и др., но и благодаря специальной конструкции и устройствам

(рыбозащитные устройства и сорозащитные сетки) препятствует засасыванию молоди рыб и различного мусора.

2. Насосная станция первого подъема подает воду от водозаборного сооружения до водопроводных очистных сооружений.

3. Водопроводные очистные сооружения (ВОС) предназначены для очистки и обеззараживания воды. Вода поверхностных водоисточников требует очистки, так как не соответствует требованиям, предъявляемым к питьевой воде централизованных систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Элементы системы водоснабжения при заборе воды из подземного водоисточника (скважины):

1. Водозаборная скважина. Предназначена для забора и подъема воды из подземного водоносного пласта. Для целей централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения выбирается защищенный горизонт с качеством воды в наибольшей степени соответствующей санитарным требованиям к питьевой воде. Во многих случаях подземная вода достаточно чистая и может быть подана потребителям без специальной очистки и обеззараживания. Водозаборная скважина состоит из собственно скважины с обсадной колонной, скважинного насоса, обеспечивающего подъем воды и подачу ее на ВОС или в резервуары чистой воды (РЧВ), и павильона, в котором расположены системы электроснабжения и управления скважинным насосом и задвижки. Если добываемая подземная вода достаточно чистая и не требует очистки, она направляется в резервуары чистой воды. При значительном размере населенного пункта и большой протяженности водопроводной сети, перед подачей в РЧВ вода также как и в случае с поверхностным водоисточником подвергается обеззараживанию реагентом обладающим пролонгированным действием.

2. Резервуары чистой воды. Предназначены для хранения запасов очищенной воды. Они необходимы для согласования объемов очищенной воды после ВОС с равномерным расходом воды, подаваемой в город, с неравномерным в течение суток потреблением. Также РЧВ предназначены для хранения аварийного запаса воды на случай остановки водозаборных сооружений или ВОС.

3. Насосная станция второго подъема. Используется для транспортировки воды из резервуара чистой воды в водопроводную сеть – абонентам (населению, предприятиям, общественным учреждениям, на противопожарные нужды и др.) Насосная станция второго подъема обеспечивает необходимое давление воды в водопроводной сети.

4. Магистральные водоводы. Предназначены для транспортирования воды от площадки очистных сооружений с насосной станцией II подъема в населенный пункт.

5. Водопроводная распределительная сеть. Предназначена для равномерного распределения воды по территории населенного пункта (города) и подведения ее ко всем потребителям в необходимом количестве.

6. Потребители (абоненты) - жилые дома (население), предприятия, общественные учреждения, противопожарные нужды и др. [100, 101].

5.1.2. Анализ процессов, протекающих на водоочистных сооружениях

Рассмотрим подробнее процессы, протекающие на водоочистных сооружениях. Для того чтобы удалить твердые примеси, волокна, коллоидные взвеси, микроорганизмы и улучшить органолептические свойства воды, ее подвергают сложной многоступенчатой очистке [100, 101]. При этом для достижения максимальной эффективности необходимо сочетание двух технологий: механическая фильтрация и химическая обработка.

Применение механической фильтрации направлено на удаление из исходной воды видимых твердых и волокнистых включений, таких как ржавчина, песок, различные волокна и т.д.

Химическая обработка позволяет привести к норме химический состав и качественные показатели воды. Такая обработка состоит из нескольких этапов, количество которых зависит от характеристик исходной воды.

Основными методами химической очистки воды являются: отстаивание, обеззараживание, коагуляция, умягчение, осветление, аэрация, деминерализация и фильтрация.

При использовании технологии отстаивания на водоочистных сооружениях водозаборных станций устанавливаются резервуары с переливным механизмом или организуют железобетонные отстойники на глубине 4 - 5 м. Движение воды организовано таким образом, что нижние слои перетекают медленнее, чем верхние, а скорость движения воды внутри резервуара поддерживается на минимальном уровне. Такие условия обеспечивают оседание тяжелых частиц на дно резервуара, которые затем удаляются через отводные каналы. Такой процесс длится в среднем 5 - 8 часов, при этом оседает порядка 70 % тяжелых примесей.

Технология обеззараживания используется для удаления из воды вредных микроорганизмов. Системы для обеззараживания устанавливаются на всех водоочистных сооружениях водозаборных станций. Данная технология осуществляется путем облучения или добавления специальных химических реагентов. Основное предпочтение отдается реагентам на основе хлора из-за его способности сохранять активность в подвижной среде и оказывать дезинфицирующее действие на внутренние стенки трубопровода, также хлорсодержащие соединения хорошо растворяются в воде.

Для очистки воды от растворенных примесей, которые не могут быть удалены фильтрующими сетками, применяется коагуляция. Этот процесс происходит за счет укрупнения дисперсных частиц при их взаимодействии и объединении в агрегаты. Органические примеси и крупные белковые молекулы, находящиеся во взвешенном состоянии слипаются, тем самым образуя крупные тяжелые хлопья, которые выпадают в осадок, и увлекают за собой органические взвеси и некоторые микроорганизмы.

В качестве коагулянтов для воды используют полиоксихлорид или сульфат алюминия, калийно-алюминиевые квасцы. Реагенты вызывают слипание органических примесей, крупных белковых молекул, планктона, находящегося во взвешенном состоянии. В воде образуются крупные тяжелые хлопья, которые выпадают в осадок, увлекая за собой органические взвеси, некоторые микроорганизмы. Мягкую воду подщелачивают содой или известью для быстрого образования хлопьев.

В связи с тем, что содержание в воде солей жесткости строго регламентировано на станциях водоочистки используют технологию умягчения. Для очистки воды от примесей используются фильтры с анионными или катионными ионообменными смолами. При прохождении воды через фильтры, ионы жесткости замещаются водородом или натрием, который безопасен для человека и системы водоснабжения.

Методику осветления используют в основном для очистки поверхностных вод от фульвокислот, гуминовых кислот и органических примесей. В первую очередь воды направляется в смесительную камеру, где происходит добавление хлорсодержащего реагента и химического коагулянта. Хлор способствует разрушению органических включений, а коагулянты выводят их в осадок.

При необходимости удалить из воды двухвалентное железо, марганец и другие окисляющиеся примеси применяется технология аэрации. При использовании напорной аэрации жидкость барботируется воздушной смесью. Растворившийся в воде кислород окисляет газы и соли металлов, тем самым выводя их из среды в виде осадка или нерастворимых летучих веществ. Безнапорная аэрация требует более простого оборудования и проводится в специальных душевальных установках. Внутри камеры вода распыляется через эжекторы для увеличения площади контакта с воздухом.

На этапе химической очистки воды также применяется фильтрация. Воду пропускают через угольные фильтры, которые поглощают до 95 % примесей как химических, так и биологических. Угольная фильтрация очищает воду от тяжелых металлов и органики.

Анализ процессов, проходящих на водоочистных и водоподготовительных станциях, показал, что скорость коагуляции существенно зависит от температуры исходной воды. Это связано с тем, что при ее снижении уменьшается энергия теплового движения молекул, что приводит к увеличению вязкости и степени гидратации частиц. Так например, при изменении температуры воды с 30 °С до 1 °С вязкость увеличивается в два раза [102].

По данным [168] при увеличении температуры коагулируемой воды с 0,1 до 18 °С оптимальная доза коагулянта уменьшается в 1,8 раза, соответственно доза флокулянта снижается в 2,7 раза.

Снижение температуры приводит к уменьшению сил сцепления частиц друг с другом и оказывает влияние на скорость формирования осадка, а также на размер его агрегатных образований. Для того чтобы интенсифицировать процессы осветления и обесцвечивания воды с низкой температурой используют флокулянты. Эти вещества способствуют ускорению слипания агрегативно-неустойчивых частиц и повышают прочность хлопьев.

Таким образом, для интенсификации процесса осветления и уменьшения расхода коагулянта и флокулянта рациональным решением является подогрев исходной воды, осуществление которого возможно путем использования инфраструктуры городских ТЭЦ.

5.2. Технология применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения

Энергетический потенциал отечественных ТЭЦ может быть эффективно использован в системе городского водоснабжения как для подогрева исходной воды перед ВОС, так и для повышения температуры холодной питьевой воды перед подачей потребителям [68].

Для организации регулируемого подогрева воды системы городского водоснабжения предлагается применять отработавший пар теплофикационных турбин, что позволит максимально полно использовать преимущества теплофикации.

Основным преимуществом регулируемого подогрева холодной питьевой воды перед подачей потребителям является частичное замещение пара отопительных отборов отработавшим паром турбин ТЭЦ при подогреве воды для системы горячего водоснабжения. Согласно проведенному анализу технология регулируемого подогрева питьевой воды позволяет обеспечивать до 30 % от

общей тепловой нагрузки горячего водоснабжения за счет отработавшего пара теплофикационных турбин.

Улучшение технико-экономических показателей ТЭЦ будет происходить при использовании предложенной технологии как для открытой, так и для закрытой системы теплоснабжения.

Предложенная технология [103, 104, 105] осуществляется путем включения конденсатора паровой турбины ТЭЦ (мини-ТЭЦ) по охлаждающей среде в трубопровод исходной или очищенной питьевой воды перед подачей в систему централизованного холодного водоснабжения (ХВС).

Предлагается два варианта реализации разработанной технологии регулируемого подогрева питьевой воды:

1. Установка ТЭЦ (мини-ТЭЦ) на территории или в непосредственной близости от водопроводных очистных сооружений (ВОС). В конденсатор направляется очищенная от грубодисперсных примесей исходная вода ВОС перед установкой коагуляции [106].

2. Использование существующей городской ТЭЦ. В конденсатор выделенной паровой турбины направляется питьевая вода системы централизованного холодного водоснабжения, после чего она возвращается в городскую водопроводную сеть [100, 101].

В первом варианте наличие собственного автономного источника тепловой и электрической энергии – мини-ТЭЦ (с паротурбинными или парогазовыми установками) позволяет обеспечить надежное энергоснабжение ВОС при максимальной тепловой экономичности мини-ТЭЦ, работающей без потерь теплоты в конденсаторе паровой турбины (холодном источнике).

Использование исходной воды ВОС перед установкой коагуляции для охлаждения конденсатора паровой турбины мини-ТЭЦ позволяет повысить эффективность водоочистки.

Скорость коагуляции напрямую зависит от температуры подготавливаемой воды [100, 101]. При недостаточной температуре исходной воды и низкой скорости протекания процесса коагуляции для интенсификации процессов

осветления и обесцвечивания воды применяется флокулянт, вещество, ускоряющее слипание агрегативно-неустойчивых частиц и повышающее прочность хлопьев. Для уменьшения расхода коагулянта и флокулянта необходим регулируемый подогрев подготавливаемой воды. В связи с этим предлагается внести изменения в типовую схему водоподготовки.

Особенностью первого варианта предложенной технологии является то, что воду после насосной станции первого подъема направляют в качестве охлаждающей среды в конденсатор паровой турбины ТЭЦ (мини-ТЭЦ), располагаемой на территории водоочистных сооружений или в непосредственной близости от ВОС (см. рисунок 5.2).

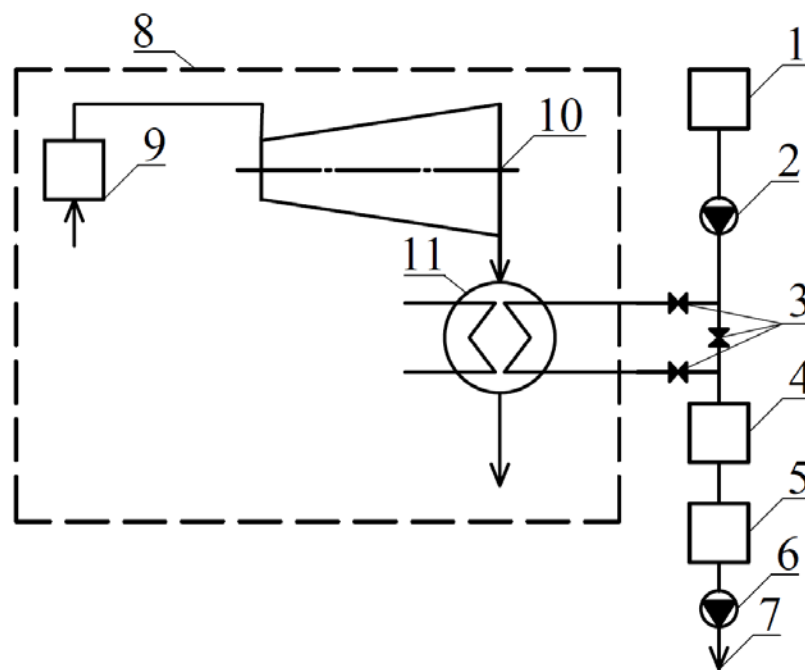


Рисунок 5.2 - Принципиальная схема применения отработавшего пара турбины мини-ТЭЦ на ВОС: 1 – водоприемное сооружение; 2 – насосная станция первого подъема; 3 – регулирующие устройства; 4 – сооружения водоочистки (ВОС); 5 – резервуар чистой воды; 6 – насосная станция второго подъема; 7 – водоводы; 8 – мини-ТЭЦ; 9 – паровой котел; 10 – паровая турбина; 11 – конденсатор

Осуществление регулируемого подогрева исходной воды (до 20 - 30 °С) позволяет интенсифицировать процессы осветления и уменьшить расход реагентов при подготовке питьевой воды.

Таким образом, предложенное решение по использованию мини-ТЭЦ в технологическом цикле подготовки питьевой воды позволяет максимально эффективно использовать преимущества теплофикации, а именно обеспечить выработку электроэнергии без потерь теплоты в окружающую среду, связанных с охлаждением конденсатора паровой турбины. Наличие на водопроводных очистных сооружениях резервуаров чистой воды позволяет обеспечить относительно стабильный расход исходной воды через конденсатор турбины мини-ТЭЦ, а также осуществить оптимальный выбор основного оборудования с учетом соотношения нагрузок отопительных отборов и тепловой мощности конденсатора, предназначенного для подогрева исходной воды перед сооружениями водоочистки.

Строительство на площадке водоочистных сооружений водоканала ТЭЦ (мини-ТЭЦ) позволит получить системный эффект как за счет обеспечения собственных затрат электроэнергии на привод насосных станций первого и второго подъемов, так и за счет существенного снижения расхода реагентов.

Проведенные расчеты показывают, что ориентировочная экономия коагулянта и флокулянта на примере водоочистных сооружений водоканала г. Ульяновска составляет: коагулянта – 1979 тонн (19,794 млн руб.); флокулянта – 2,378 тонн (1,361 млн руб.). В расчете учтены данные по снижению дозы коагулянта и флокулянта при подогреве исходной воды до 20 °С в соответствии с исследованием [168].

Реализация проектов строительства на площадках водоочистных сооружений водоканала мини-ТЭЦ потребует подбор основного паротурбинного оборудования с увязкой электрической мощности с расходом подготавливаемой питьевой воды.

Безусловно, применение для предварительного подогрева исходной воды конденсаторов конденсационных турбин является наиболее обоснованным, однако с учетом значительного удаления от крупных населенных пунктов существующих ГРЭС, такое решение имеет ограниченную сферу применения.

В случае нахождения ТЭЦ на значительном расстоянии от водопроводных очистных сооружений, а также отсутствия возможности установки мини-ТЭЦ на ВОС предлагается использовать технологию по второму варианту (см. рисунок 5.3).

Реализация второго варианта технологии осуществляется путем включения встроенного пучка конденсатора выделенной паровой турбины по охлаждающей среде в трубопровод питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения перед подачей потребителям и предполагает регулируемый подогрев этой воды до 20 °С.

Регулируемый подогрев питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения (ХВС) в конденсаторе паровой турбины перед подачей потребителям производится в течение всего года при использовании артезианских источников холодного водоснабжения и в течение холодного времени года – при водозаборе из поверхностных водоемов.

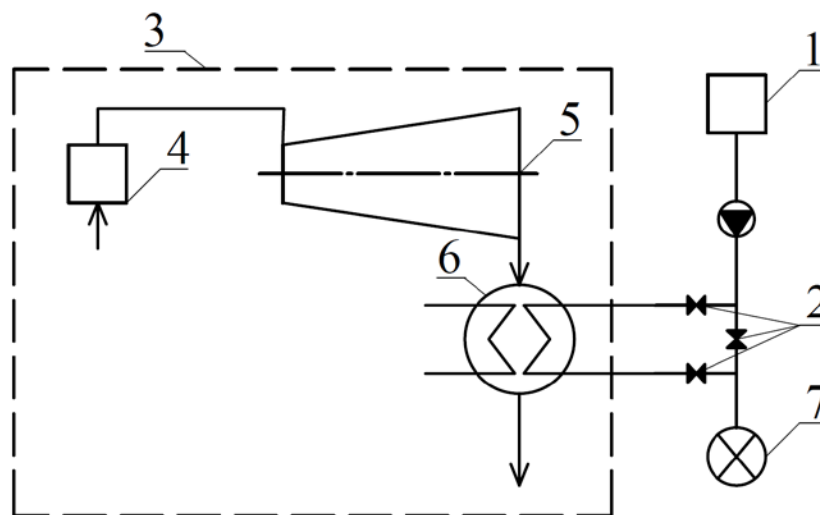


Рисунок 5.3 - Принципиальная схема применения отработавшего пара турбины ТЭЦ в системе централизованного водоснабжения: 1 – водопроводные очистные сооружения; 2 – регулирующие устройства; 3 – ТЭЦ (мини-ТЭЦ); 4 – паровой котел; 5 – паровая турбина; 6 – конденсатор; 7 – потребитель

Одним из основных достоинств предложенной технологии применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей ХВС является существенное повышение тепловой экономичности электростанции,

достигаемое за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении при одновременном снижении расхода теплоты на подогрев воды системы горячего водоснабжения (ГВС). В закрытых системах теплоснабжения снижение расхода теплоты достигается за счет использования у потребителей для приготовления горячей воды более теплой исходной питьевой воды, подогретой на ТЭЦ до 20°С. Пониженный расход ГВС в открытых систем теплоснабжения обеспечивается за счет уменьшения количества горячей воды, используемой потребителями, при ее смешении в водоразборных устройствах. Следует отметить, что в зависимости от степени удаленности ТЭЦ от городского водозабора и степени разветвленности инженерных сетей водоснабжения подогрев холодной питьевой воды может быть осуществлен для потребителей в выделенном районе. Например, для г. Ульяновска использование предложенной технологии подогрева питьевой воды целесообразно в районе, указанном на рисунке 5.4.

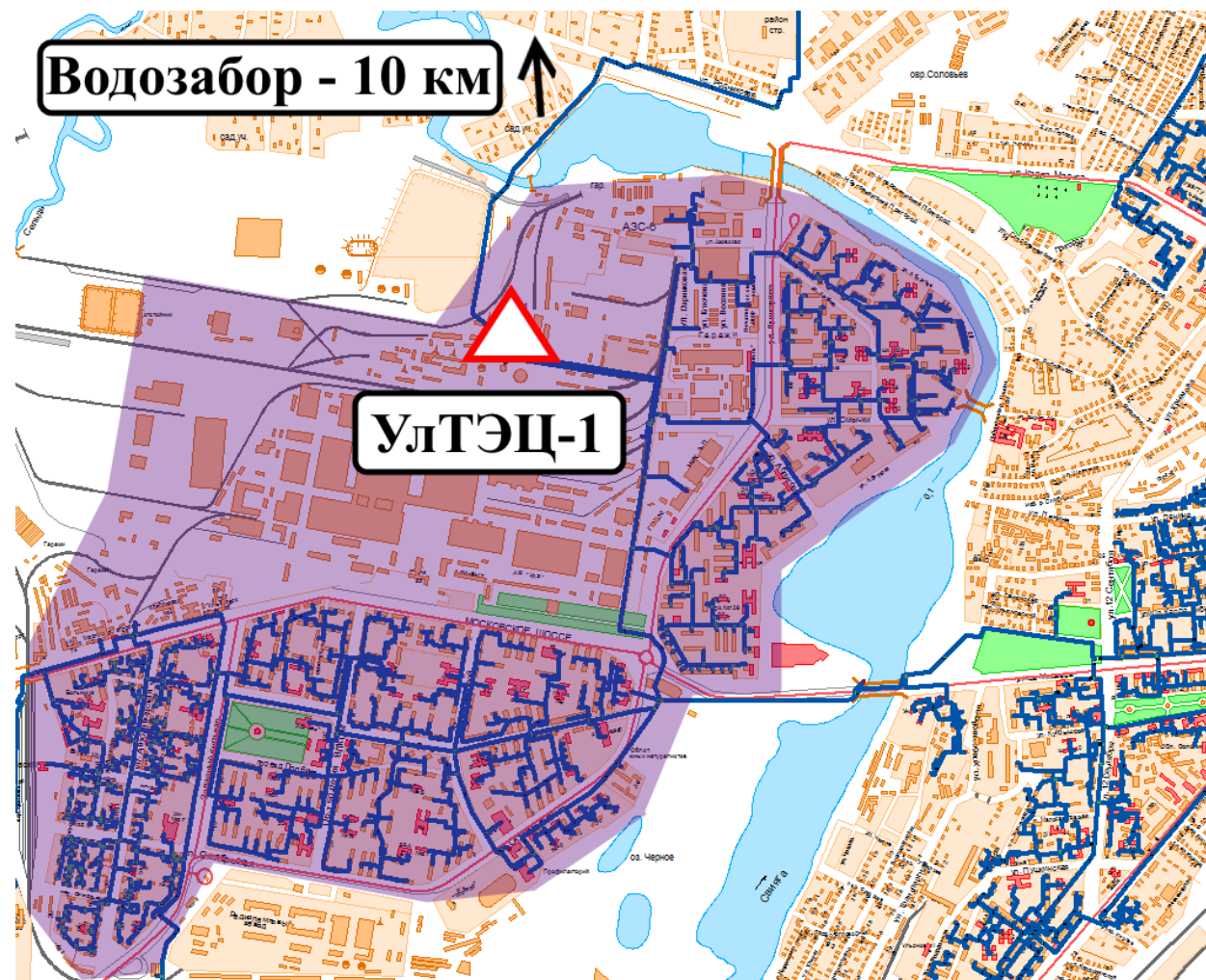


Рисунок 5.4 - Район использования предложенной технологии подогрева питьевой воды в г. Ульяновске

Для оценки применимости предложенной технологии регулируемого подогрева питьевой воды рассмотрим схему трубопроводов питьевой воды действующей теплоэлектростанции (см. рисунок 5.5).

На большинстве отечественных ТЭЦ питьевая вода поступает по двум независимым трубопроводам: основному и резервному, что позволяет задействовать один из них для организации подогрева питьевой воды в конденсаторе выделенной турбины перед подачей потребителям. На рисунке 5.5 пунктирной линией показана схема реконструкции трубопроводов питьевой воды. Предложенная технология реализуется следующим образом.

Питьевая вода для обеспечения технологического процесса (подготовки подпиточной воды теплосети), а также регулируемого подогрева по предложенной технологии поступает на ТЭЦ по основному трубопроводу через открытые задвижки С-1 и ИВС-1. Резервный трубопровод питьевой воды используется для подачи нагретой до 20 °С воды после встроенного пучка выделенной турбины потребителям ХВС. Для этой цели закрывается задвижка ИВС-1 и включается повысительный насос №3. Учитывая, что резервный трубопровод гидравлически связан с разветвленной сетью трубопроводов централизованной системы ХВС города, включение повысительного насоса позволяет подавать воду потребителям холодной воды. Одновременно с включением повысительного насоса №3 на ТЭЦ должны быть отключены насосы на насосной станции второго подъема водоочистных сооружений горводоканала.

Следует отметить, что возможным негативным последствием регулируемого подогрева питьевой воды является возможное развитие биологических процессов, приводящих к ухудшению ее свойств по микробиологическим показателям. Для исключения возможного развития биологических процессов предлагается использование установки обеззараживания питьевой воды, включенной на ТЭЦ в трубопровод перед подачей потребителям ХВС.

Установка обеззараживания может быть выполнена на базе технологий ультрафиолетового обеззараживания (УФО).

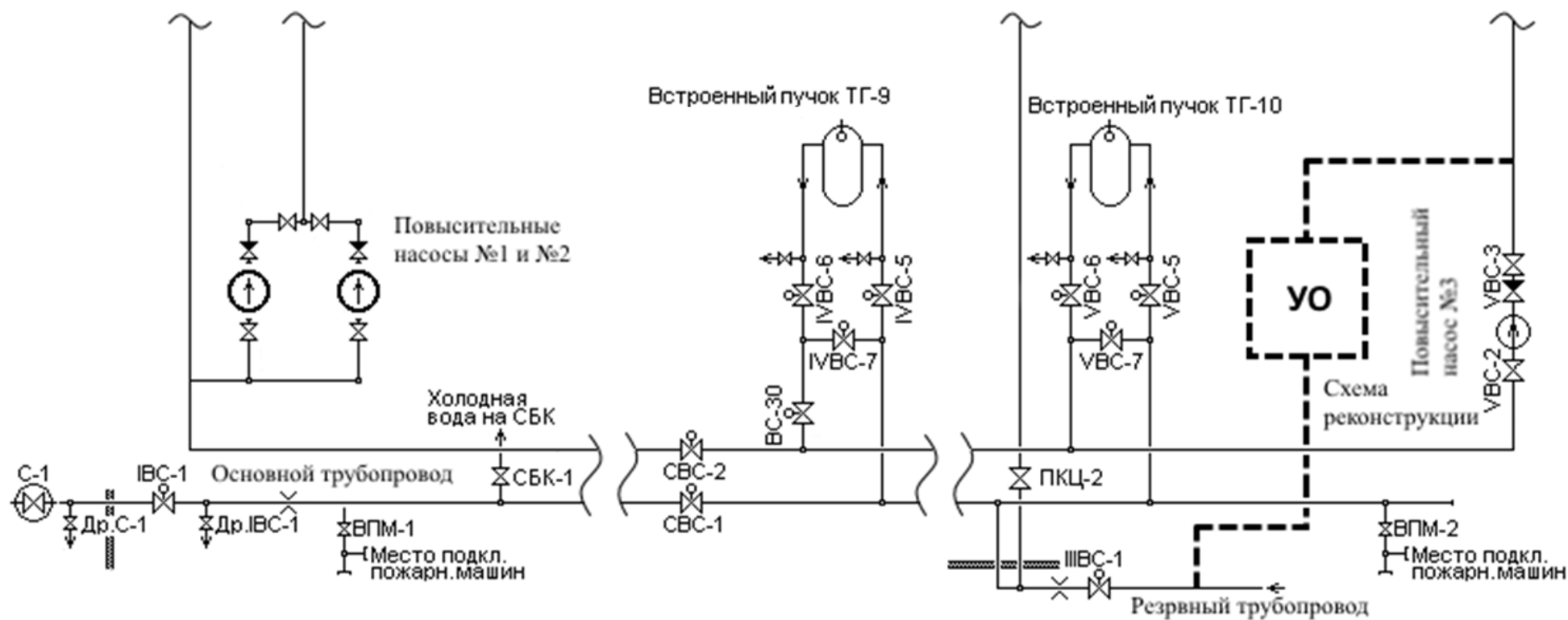


Рисунок 5.5 - Схема реализации предложенной технологии регулируемого подогрева питьевой воды на действующей ТЭЦ

Дезинфекция воды при помощи УФ-излучения считается одним из наиболее безопасных методов, поскольку ультрафиолет представляет собой природное излучение, способное оказать негативное воздействие на человеческий организм лишь при достаточно длительном воздействии. Этот способ не влияет на физико-химические свойства воды, но при этом очищает ее от большей части вредоносных бактерий. Если в воде отсутствуют устойчивые микроорганизмы, УФО является наиболее оптимальным способом, так как оно более экономично по сравнению с другими способами. Также на ТЭЦ предусматривается установка стационарных приборов оценки качества питьевой воды после регулируемого подогрева с передачей показаний в химическую лабораторию ТЭЦ и горводоканала. Предлагается контролировать в реальном времени следующие показатели качества воды: мутность, цветность, окисляемость, железо, а также температуру.

Таким образом, реализация предложенного решения регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ перед подачей в централизованную систему ХВС требует минимальных затрат на реконструкцию. Применительно к условиям Ульяновской ТЭЦ-1 суммарные затраты составляют около 42,21 млн руб. без НДС (в ценах 2023 г.) из них:

- монтаж трубопровода $D_u = 600$ мм протяженностью 250 м – 11,62 млн руб.;
- монтаж установки ультрафиолетового обеззараживания $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ – 20,65 млн руб.;
- монтаж системы мониторинга качества питьевой воды – 9,94 млн руб.

Технология регулируемого подогрева питьевой воды в конденсаторах паровых турбин особенно актуальна для северных регионов нашей страны. Как правило, в этих регионах для исключения замерзания водопровода применяется теплоизоляция трубопроводов и прокладка водоводов с теплоспутниками. Регулируемый подогрев питьевой воды позволит частично отказаться от дорогостоящих систем для предотвращения замерзания водопровода.

Положительный эффект от использования предложенной технологии также может быть получен в системе водоотведения города. Известно, что температура хозяйственно-бытовых стоков не должна опускаться ниже 12 °С, так как это приводит к снижению эффективности работы сооружений биологической очистки [107]. В настоящее время в связи с установкой приборов коммерческого учета, а также применением современной бытовой техники: стиральных и посудомоечных машин, потребляющих только холодную воду, существенно снизилась температура хозяйственно-бытовых стоков. По данным УМУП «Ульяновскводоканал» в г. Ульяновске средняя температура стоков снизилась до предельного значения 12 °С, что существенно осложняет работу канализационных очистных сооружений (КОС). Повышение температуры холодной воды, поступающей потребителям, повысит эффективность работы КОС города в зимний период за счет увеличения средней температуры канализационных стоков.

Помимо достижения экономии топлива на ТЭЦ реализация предложенного решения позволяет повысить надежность систем централизованного холодного водоснабжения. Благодаря регулируемому подогреву питьевой воды перед подачей потребителям исключается конденсация водяных паров на поверхности трубопроводов, что, безусловно, снижает интенсивность наружной коррозии трубопроводов воды систем централизованного водоснабжения.

К недостаткам предложенной технологии регулируемого подогрева питьевой воды на действующей ТЭЦ следует отнести усложнение эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, связанное с необходимостью отключения основного пучка выделенной турбины с работой конденсатора только на встроенном пучке. При загрузке электростанции по электрической мощности в первую очередь должна нагружаться выделенная турбина за счет увеличения пропуска пара в конденсатор. При достижении требуемого нагрева (до 20 °С) питьевой воды набор электрической мощности на выделенной турбине должен

прекращаться, с последующей загрузкой других турбоагрегатов ТЭЦ. Снижение электрической мощности ТЭЦ должно осуществляться в обратной последовательности, с разгрузкой в последнюю очередь выделенной турбины.

Проведенный анализ режимов загрузки ТЭЦ по электрическому графику показывает, что, как правило, увеличение электрической мощности совпадает с максимальным водоразбором коммунально-бытовых потребителей, поэтому реализация предложенной технологии регулируемого подогрева питьевой воды за счет отработавшего пара турбин возможна на большинстве городских ТЭЦ.

Для исключения возможного недоотпуска электрической энергии целесообразно проведение модернизации оборотной системы водоснабжения за счет внедрения частотного регулирования электродвигателей на циркуляционных насосах, установки регулирующих поворотных затворов на линиях охлаждающей циркуляционной воды на выходе из конденсатора выделенной турбины, а также автоматизации воздухорегулирующих устройств на градирнях, обеспечивающей маневренное управление расходом воздуха в градирню в зависимости от теплового режима и параметров атмосферного воздуха. Такая модернизация оборотной системы водоснабжения позволит быстро увеличить расход охлаждающей воды через конденсатор выделенной турбины в случае необходимости набора станцией пиковой электрической мощности.

Результаты расчета энергетической эффективности предложенных технологий применения отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного ХВС представлены в п. 7.4 диссертации. Так, с учетом фактических данных по температурам питьевой воды для различных месяцев года, а также снижения тепловой мощности отопительных отборов паровых турбин, обусловленной применением более теплой питьевой воды для ГВС, экономический эффект от реализации

регулируемого подогрева питьевой воды в конденсаторе выделенной турбины на ТЭЦ ВАЗа составит более 6000 тонн условного топлива.

Предложенная технология регулируемого подогрева питьевой воды рекомендуется к внедрению, в первую очередь, на предприятиях, владеющих как системами теплоснабжения, включая ТЭЦ, так и системами водоснабжения. В этом случае системный эффект связанный с экономией топлива на ТЭЦ, будет учитываться при формировании тарифов на горячее и холодное водоснабжение.

Безусловно, потребуются разработка новых условий оплаты при формировании тарифов на горячее и холодное водоснабжение.

5.3. Выводы по главе 5

1. Экономически эффективным решением в масштабах города является совместное использование инженерной инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения потребителей, а именно применение городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения.

2. В зависимости близости ТЭЦ от водопроводных очистных сооружений предложены две технологические схемы использования отработавшего пара турбин для подогрева холодной воды:

2.1. Для реализации первой разработанной и запатентованной технологии регулируемого (до 20 - 30 °С) подогрева питьевой воды предлагается установка ТЭЦ (мини-ТЭЦ) на территории или в непосредственной близости от водоочистных сооружений водоканала. Воду после насосной станции первого подъема направляют в качестве охлаждающей среды в конденсатор паровой турбины ТЭЦ (мини-ТЭЦ) перед водоочисткой. Реализация предложенной технологии позволяет максимально увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет использования отработавшего пара турбин в технологическом цикле подготовки питьевой воды, а также повысить эффективность водоочистки за

счет интенсификации процессов осветления и коагуляции воды и снижения расхода реагентов в два и более раза, т.е. получить системный эффект.

2.2. В случае расположения ТЭЦ на значительном расстоянии от водопроводных очистных сооружений водоканала, предлагается осуществлять регулируемый (до 20 °С) подогрев питьевой воды во встроенном пучке конденсатора выделенной паровой турбины с последующим направлением воды системы ХВС потребителям.

3. Регулируемый подогрев питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения в конденсаторе выделенной паровой турбины перед подачей потребителям производится в течение всего года при использовании артезианских источников холодного водоснабжения и в течение холодного времени года - при водозаборе из поверхностных водоемов.

4. Основным преимуществом регулируемого подогрева холодной питьевой воды перед подачей потребителям является частичное замещение пара отопительных отборов отработавшим паром турбин ТЭЦ при подогреве воды для системы горячего водоснабжения. Согласно проведенному анализу технология регулируемого подогрева питьевой воды позволяет обеспечивать до 30 % от общей тепловой нагрузки горячего водоснабжения за счет отработавшего пара теплофикационных турбин.

5. К недостаткам предложенной технологии регулируемого подогрева питьевой воды на действующей ТЭЦ следует отнести усложнение эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, связанное с необходимостью отключения основного пучка выделенной турбины с работой конденсатора только на встроенном пучке.

5.1. Для исключения возможного недоотпуска электрической энергии целесообразно проведение модернизации оборотной системы водоснабжения за счет внедрения частотного регулирования электродвигателей на циркуляционных насосах, установки регулирующих поворотных затворов на линиях охлаждающей циркуляционной воды на выходе из конденсатора

выделенной турбины, а также автоматизации воздухорегулирующих устройств на градирнях, обеспечивающей маневренное управление расходом воздуха в градирню в зависимости от теплового режима и параметров атмосферного воздуха. Такая модернизация оборотной системы водоснабжения позволит быстро увеличить расход охлаждающей воды через конденсатор выделенной турбины в случае необходимости набора станцией пиковой электрической мощности.

6. Предложенная технология регулируемого подогрева питьевой воды рекомендуется к внедрению, в первую очередь, на предприятиях, владеющих как системами теплоснабжения, включая ТЭЦ, так и системами питьевого водоснабжения. В этом случае системный эффект, связанный с экономией топлива на ТЭЦ, может быть учтен новыми условиями оплаты при формировании тарифов на горячее и холодное водоснабжение.

ГЛАВА 6. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭФФЕКТИВНУЮ ТЕРМИЧЕСКУЮ ПЕРЕРАБОТКУ КОММУНАЛЬНЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФРАСТРУКТУРЫ ТЭЦ

6.1. Анализ существующих технологий термической переработки коммунальных и производственных отходов

Термическая переработка способствует сокращению захоронения несортированных твердых коммунальных отходов (ТКО) на полигонах, а также позволяет утилизировать отходы, которые не могут быть эффективно использованы для получения вторичного сырья или рекуперации путем биологической очистки (например, компостирования) при применении технологий сортировки отходов [108, 109].

На данный момент промышленное применение ТЭС на ТКО в России развивается достаточно медленно по нескольким причинам:

- недостаток опыта в сфере инжиниринга и проектирования;
- отсутствие рекомендаций по выбору технологии термической переработки ТКО и структуры ТЭС в целом;
- отсутствие налаженной системы предварительной сортировки и обработки отходов.

Под энергетической утилизацией отходов следует понимать термическую переработку ТКО, в результате которой энергопотенциал отходов преобразуется в тепловую и/или электрическую энергию для последующего ее использования на собственные нужды либо для отпуска потребителю [110].

Процессы термической утилизации можно разделить на три категории (сжигание, газификация и пиролиз), различающиеся в зависимости от значения коэффициента избытка воздуха в топочной камере (см. рисунок 6.1). Сжигание происходит в среде с избытком воздуха, газификация

представляет собой процесс частичного окисления, требующий избытка воздуха несколько ниже уровня стехиометрического, а пиролиз происходит при отсутствии подачи воздуха [111].

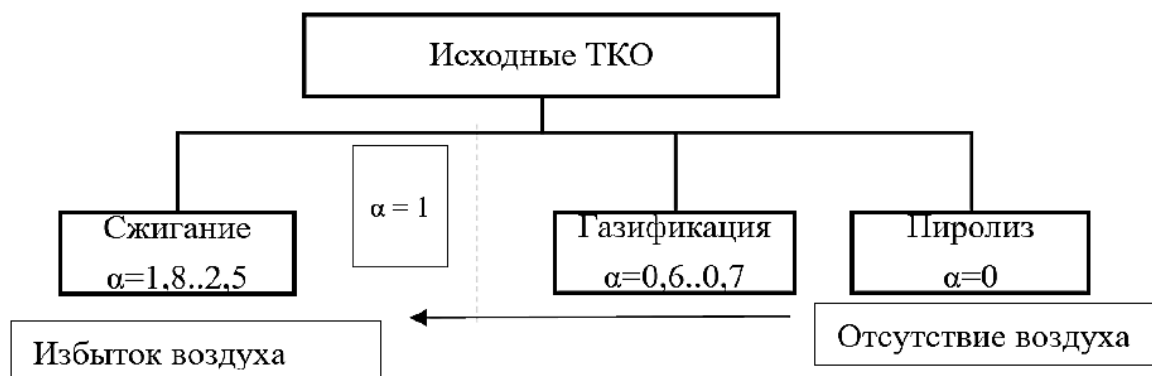


Рисунок 6.1 - Коэффициенты избытка воздуха при различных процессах термической переработки [111]

В настоящее время Россия значительно отстает от других развитых стран в решении вопросов энергетической утилизации ТКО. Только на трех предприятиях, находящихся в Москве, отходы могут сжигаться с выработкой электроэнергии: это запущенный в 2001 г. после реконструкции московский спецзавод (МСЗ) № 2 проектной производительностью по сжигаемым отходам 120 тыс. т в год, на котором установлены три турбоагрегата электрической мощностью 1,2 МВт каждый; МСЗ №4 (год запуска 2005, производительность по сжигаемым отходам 280 тыс. т в год, установленная электрическая мощность 12 МВт) и МСЗ №3 (2007 г., 330 тыс. т в год, 11 МВт). При этом, несмотря на катастрофическое положение с отходами в Московском регионе и экологическую безопасность эксплуатации этих предприятий, МСЗ №2 в 2015 г. был остановлен, а МСЗ № 4 работает не на полную мощность [112].

Другие относительно крупные российские предприятия термической переработки ТКО отпускают потребителю только теплую энергию.

Во Владивостоке МУПВ «Спецзавод №1» работает с 1979 г. В его состав входят три технологические линии производительностью по 6 т/ч отходов, на

обратно-переталкивающей колосниковой решетке ежегодно сжигается около 100 тыс. т твердых коммунальных, древесных и других отходов города [112].

В Мурманске на заводе по термической обработке твердых коммунальных отходов – ОАО «Завод ТО ТБО» – установлены две технологические линии производительностью по 15 т/ч, на которых около 150 тыс. т отходов в год сжигается на валковой колосниковой решетке. Выработываемый пар используется для теплоснабжения города. Завод эксплуатируется с 1990 г. [112].

Пятигорский теплоэнергетический комплекс (ОАО «ПТЭК») с тремя технологическими линиями производительностью по 15 т/ч также оборудован валковыми колосниковыми решетками, запущен в эксплуатацию в 1982 г. Ежегодно на нем термически перерабатывается до 150 тыс. т ТКО [112].

В соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 28.02.2017 №355-р в России предусматривается строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления (Республика Татарстан – 55 МВт; Московская область и г. Москва – 280 МВт). В августе 2018 года начато строительство первого завода по термической переработке 700 тыс. тонн ТКО в год в городском округе Воскресенск Московской области. В состав основного оборудования этого завода входит три котла Е-95,2-7,0-430 ПАО «ЗиО-Подольск» и паровая турбина Кп-77-68 Уральского турбинного завода [108]. В 2021 г. начато сооружение второго завода в Могутово (Наро-Фоминский район). Разработана и прошла государственную экспертизу проектная документация для двух других мусоросжигательных заводов в Солнечногорском и Ногинском районах Московской области, ввод в эксплуатацию которых первоначально был запланирован в 2022 году, однако, из-за санкционных ограничений в поставках иностранного оборудования сроки сдвинуты на неопределенный период.

6.1.1. Сжигание на колосниковой решетке

Существует множество разновидностей топок с колосниковыми решетками, различающимися по типу их движения (качающиеся, вращающиеся, возвратно-поступательные и т.д.), по типу охлаждения (без охлаждения, с охлаждением водой или воздухом). Наиболее распространенной в мире технологией по слоевому сжиганию ТКО является технология сжигания на наклонно-переталкивающей колосниковой решетке [112]. Схема работы и внешний вид наклонно-переталкивающей колосниковой решетки приведены на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 - Внешний вид (слева), схема работы наклонно-переталкивающей колосниковой решетки

Установки с решеткой обычно имеют следующие компоненты [112]:

- устройство подачи отходов;
- сжигающая решетка;
- зольный разрядник (дроссельная заслонка, шибер);
- система воздушных каналов;
- камера сжигания;
- вспомогательные горелки.

Колосниковая решетка состоит из подвижных кулачков, предназначенных для перемещения ТКО в слое. Отходы поступают в котел через питатель, расположенный в верхней части колосниковой решетки, и

перемещаются по решетке в сторону системы отвода шлака в нижней части колосниковой решетки (см. рисунок 6.3). Первичный воздух подается под колосниковую решетку, охлаждает кулачки и поступает на сжигание, вторичный воздух подается в зону топki, расположенную над слоем ТКО. Таким образом, перемешивание ТКО в совокупности с хорошим доступом воздуха обеспечивает достаточную степень выгорания топливной части ТКО [111].

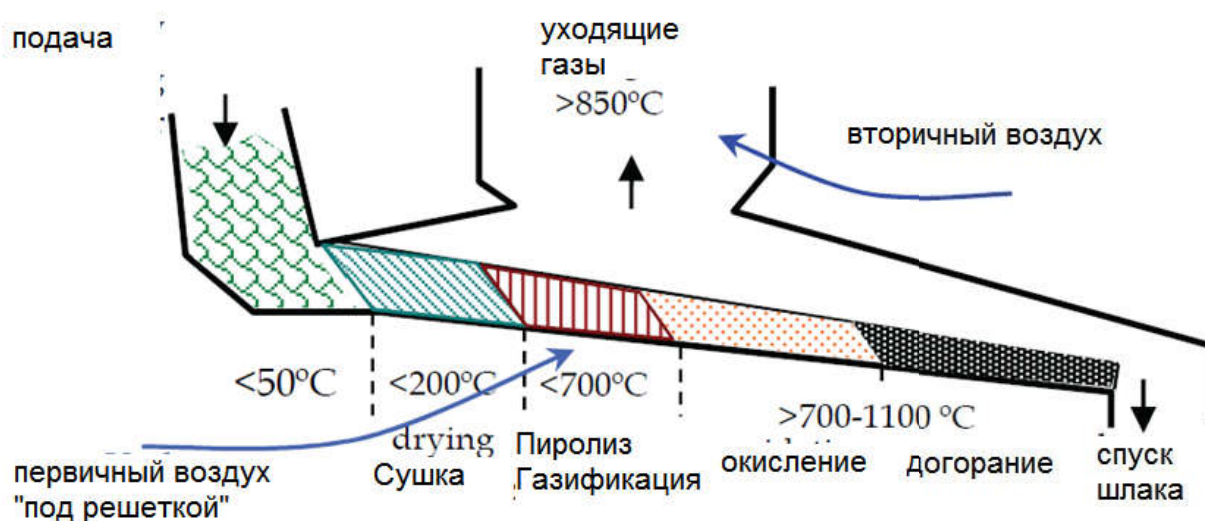


Рисунок 6.3 - Процесс горения ТКО на колосниковой решетке

Подача первичного воздуха обеспечивает прямое сжигание отходов, а вторичный воздух - для достижения турбулентного смешивания отходов, чтобы сжигание было полным. Для достижения полного сгорания газов необходимо, чтобы они находились при температуре выше 850°C не менее 2 секунд. Завершение выгорания газов определяется уровнем СО в отходящих газах. Обычно вспомогательные системы сжигания используются для поддержания газов сгорания при желаемых уровнях температуры [112].

Решетки необходимо охлаждать, т.к. воздух добавляется снизу, а высокие температуры могут повредить решетку. Существуют два разных типа систем охлаждения решетки: решетка с воздушным охлаждением и решетка с водяным охлаждением [112].

Топки со слоевым сжиганием ТКО на колосниковых решетках различаются, прежде всего, по типу и принципу работы этих решеток. Применяют главным образом переталкивающие и валковые колосниковые решетки.

В России обратно-переталкивающие колосниковые решетки установлены на московском спецзаводе №2 ГУП «Экотехпром» (МСЗ №2), а наклонно-переталкивающая - на МСЗ №3 [112].

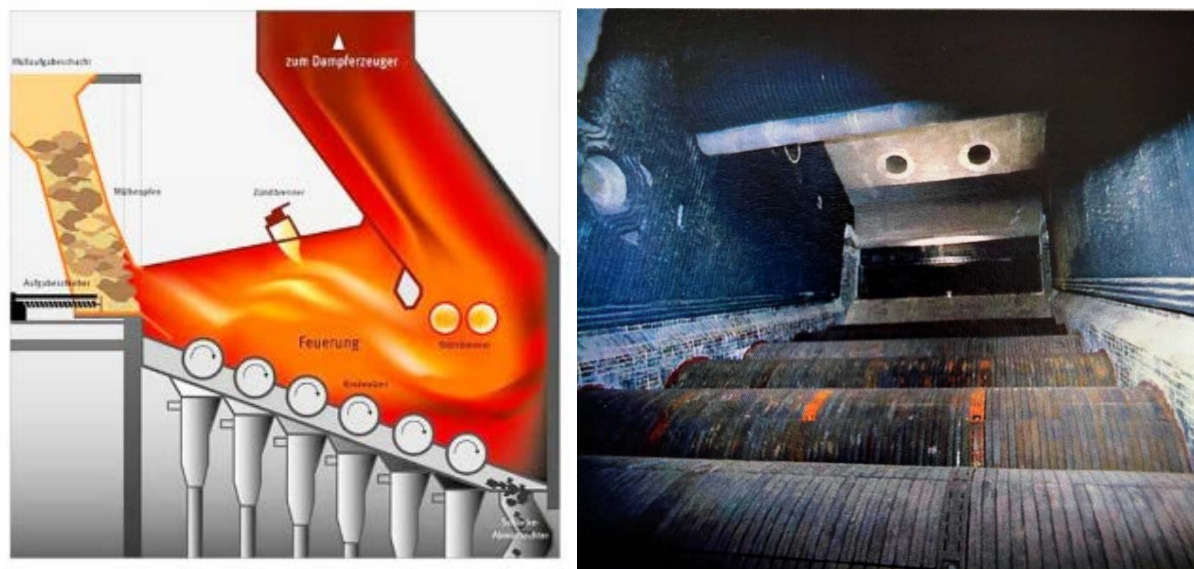
Обратно-переталкивающая колосниковая решетка (ОПКР) имеет поочередно расположенные неподвижные и подвижные ступени колосников. Подвижные колосники осуществляют обратно-переталкивающее движение, позволяя подавать 15 – 30 % горячей массы отходов навстречу движущемуся слою. Данная решетка расположена с наклоном в сторону выгрузки шлака (угол наклона составляет 26°), поэтому остальная масса отходов (70 – 85 %) под действием собственного веса медленно перемещается к выходной части решетки, интенсивно перемешивается и дожигается. Это способствует интенсификации процесса сушки и воспламенения, созданию очагов нижнего зажигания массы лежащих на колосниках отходов. Подвижные элементы решетки перемещаются механизмами, приводимыми в движение гидравлическими приводами, с помощью которых можно изменять скорость перемещения колосников в соответствии с характеристикой сжигаемых отходов [112].

Наклонно-переталкивающая колосниковая решетка также состоит из отдельных чередующихся неподвижно закрепленных и подвижных, перекрывающих друг друга в направлении перемещения ТКО ступеней колосников. Однако эта решетка имеет меньший угол наклона по сравнению с ОПКР (примерно 10°), поэтому перемещение отходов в сторону шлакоудалителя происходит за счет возвратно-поступательного движения подвижных колосников [112].

На российских предприятиях (в Мурманске, Пятигорске и Владивостоке) для термической переработки ТКО установлены валковые колосниковые решетки [114].

Обычно валковая колосниковая решетка состоит из шести валков диаметром 1,5 м и длиной до 6 м (длина валка зависит от производительности по ТКО). Валки изготовлены из чугунных колосников, насаженных на цилиндрический каркас, который крепится на пустотелом валу (см. рисунок 6.4). Валки расположены на разной высоте, оснащены электроприводом и вращаются обычно с частотой вращения 1 – 11 об/ч. Каждый из них имеет бесступенчатую регулировку скорости вращения, благодаря чему процесс горения поддерживается в соответствии со свойствами поступающих ТКО.

Сушка ТКО происходит на первом и частично на втором валках, интенсивное горение – на втором и третьем валках, а дожигание – на последних валках.



а

б

Рисунок 6.4 - Валковая колосниковая решетка: а – принципиальная схема; б – вид решетки Пятигорского теплоэнергетического комплекса

Преимуществом данного типа решетки является то, что только 50 % площади поверхности валка обращено к топке, остальная часть находится в

зоне первичного воздуха, т.е. большая часть валка находится в зоне невысокой температуры. Конструктивные трудности вызывает уплотнение зазоров между валками [112].

6.1.2. Сжигание в кипящем слое

Существует три разновидности технологии сжигания в кипящем слое [112]:

- стационарный (пузырьковый) кипящий слой;
- циркулирующий кипящий слой (ЦКС);
- вихревой кипящий слой (ВКС).

Последний способ вызывает наибольший интерес. В конструкции котлов с вихревым кипящим слоем (ВКС) устранены недостатки технологии стационарного и циркулирующего слоев, связанные с высоким расходом материала слоя, уходящего в систему газоочистки [115].

Роль теплоносителя в системах кипящего слоя обычно выполняет тонкозернистый песок, поверхность частиц которого создает большую по сравнению с традиционным колосниковым сжиганием поверхность нагрева.

После разогревания песка с помощью запальной горелки до 750 - 800 °С начинают подачу отходов в кипящий слой, где они смешиваются с песком и в процессе движения истираются. В результате хорошей теплопроводности песка отходы начинают быстро и равномерно гореть. Выделяющееся при этом тепло обеспечивает поддержание песка в горячем состоянии, что позволяет работать в автогенном режиме без подвода дополнительного топлива для поддержания режима горения [112].

Принцип работы реакторов с кипящим слоем состоит в подаче газов (воздуха) через слой инертного материала (песок с размером частиц 1 - 5 мм), поддерживаемого колосниковой решеткой. При критической скорости потока газа инертный слой переходит во взвешенное состояние, напоминающее кипящую жидкость. Поступающие в реактор отходы интенсивно перемешиваются с инертным слоем, при этом существенно

интенсифицируется теплообмен. Воздухораспределительная решетка обеспечивает равномерность прохождения потока воздуха через слой для обеспечения хорошего псевдооживления. Применяются три типа обычных решеток: перфорированная решетка, решетка с насадками и трубчатая решетка. Для установок, в которых разогрев слоя осуществляется с помощью газовых горелок или мазутных форсунок, конструкция решетки должна быть рассчитана на прохождение горячих газов. Обычно в таких случаях применяются водоохлаждаемые решетки либо решетки из жаропрочных сталей [112].

В связи с более низкой (на 50 - 100 °С) температурой сжигания ТКО в кипящем слое по сравнению со слоевым сжиганием заметно снижается возможность образования оксидов азота за счет окисления азота воздуха, в результате чего снижаются выбросы NO_x с отходящими газами. Кроме того, при сжигании в кипящем слое значительно легче связать кислотные соединения серы и хлора путем добавки в топочное пространство соединений кальция (например, известняка) [112].

Рассмотрим подробно три разновидности сжигания в кипящем слое.

Сжигание в стационарном кипящем слое

Слой характеризуется низкими скоростями (до 2,5 м/с) воздуха, подающегося для оживления под решетку, и невысокими теплонапряжениями (около 2 МВт/м²) [112].

На установках со стационарным кипящим слоем ТКО сжигают после их тщательной предварительной подготовки (измельчение, удаление металлов и инертного материала, перемешивание и т.д.). Анализ работы установок, в состав которых входит топка со стационарным кипящим слоем, показывает, что при сжигании ТКО возникающие проблемы связаны не с самой технологией сжигания, а в основном с плохой подготовкой и подачей отходов, неудачным выбором места их подачи в топку, охлаждением и удалением образующихся золошлаков [112].

Наибольший опыт в изготовлении оборудования для сжигания отходов в стационарном кипящем слое имеет финская фирма «MetsoPower» (с конца 2013 г. «Valmet»), разработавшая оригинальную технологию HУВEXACZ™. Первая топка со стационарным кипящим слоем для сжигания отходов была пущена в эксплуатацию в г. Lidköping (Швеция) в 1994 г. [112].

К настоящему времени изготовлено около 20 топок с пузырьковым кипящим слоем для сжигания ТКО, работающих по технологии HУВEXACZ™. В качестве примера на рисунке 6.5 изображен котел тепловой мощностью 20 МВт, оборудованный такой топкой. Котел работает с конца 2013 г. на электростанции, принадлежащей компании «Västervik Miljö & Energi», и генерирует пар с параметрами 6 МПа и 410 °С [112].

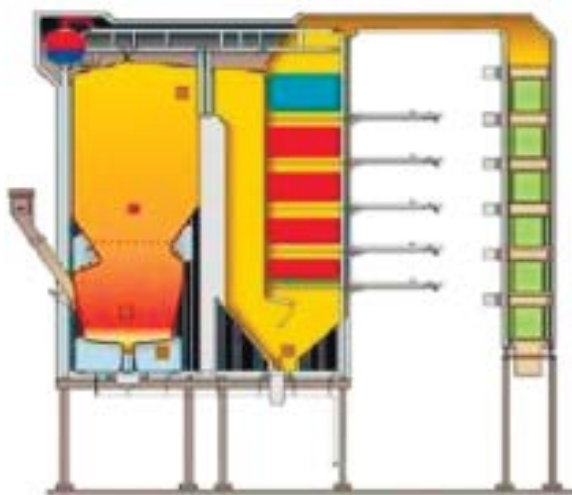


Рисунок 6.5 - Профиль котла для сжигания отходов в стационарном кипящем слое по технологии HУВEX ACZ™

Топки со стационарным кипящим слоем для сжигания отходов нашли применение в Италии, Франции, Швеции, Германии, Великобритании. Зачастую в этих топках наряду с ТКО сжигают осадок сточных вод, древесные отходы (кору, опилки).

Однако широкого распространения такие топки для сжигания ТКО не получили. Более того, в последние годы наблюдается тенденция по замене

топок со стационарным кипящим слоем, требующих тщательной подготовки ТКО, на обычное слоевое сжигание на колосниковой решетке [112].

Сжигание в циркулирующем кипящем слое

Некоторое количество инертного материала при увеличении скорости газов сверх скорости витания начинает выноситься из слоя настолько интенсивно, что необходимо его восполнение. Циркулирующий кипящий слой (ЦКС) отличается от стационарного кипящего слоя наличием по тракту дымовых газов циклонных золоуловителей (см. рисунок 6.6). Уловленный материал возвращается из циклонов в слой, где продолжается обработка отходов [112].

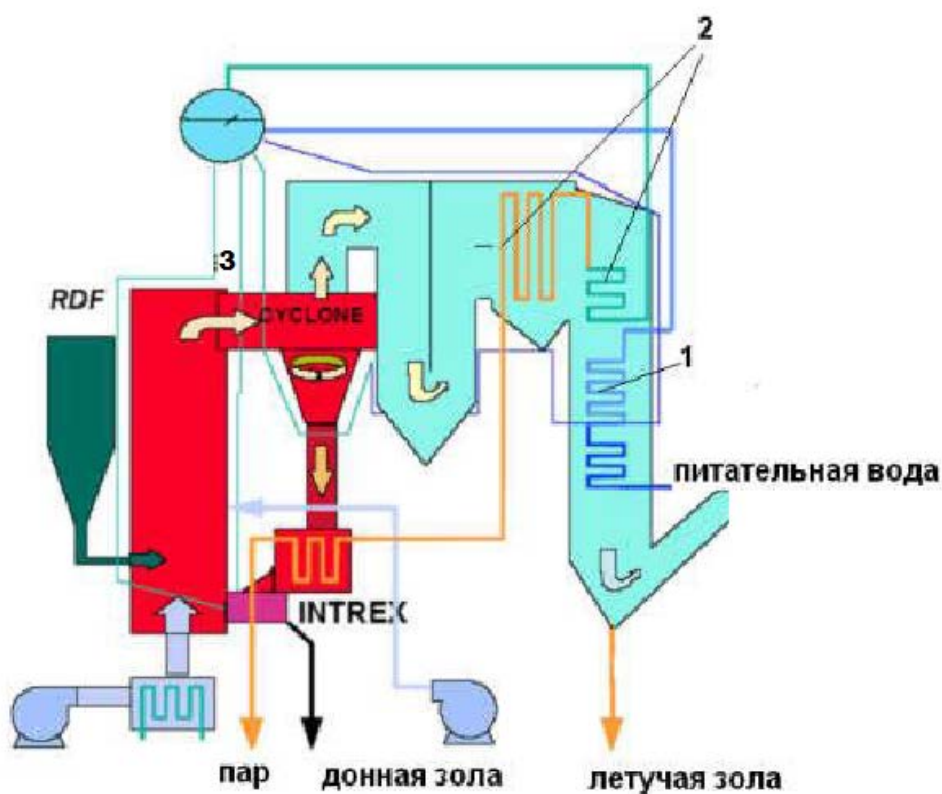


Рисунок 6.6 - Установка с циркулирующим кипящим слоем для сжигания бытовых отходов: 1 –экономайзер; 2 – конвективный пароперегреватель; 3 – циклоны

Целесообразность сжигания отходов методом псевдоожижения должна определяться с учетом как достоинств, так и недостатков этого метода. К основным достоинствам последнего относятся [112]:

- интенсивное перемешивание твердой фазы, приводящее практически к полному выравниванию температур, концентраций и других параметров по объему псевдоожиженного слоя;

- благоприятные гидродинамические условия, определяемые повышенной относительной скоростью газа;

- незначительное гидравлическое сопротивление слоя;

- возможность использования достаточно крупных отходов в твердом, жидком и пастообразном состоянии (для особо крупных отходов необходимо грубое измельчение перед подачей в реактор);

- сравнительно простое устройство аппаратов и возможность их автоматизации;

- отсутствие подвижных частей и механизмов в горячей зоне реактора;

- при сжигании отходов в кипящем слое легко связываются кислотные соединения галогенов, серы и фосфора путем добавки в слой нейтрализующих соединений кальция.

К недостаткам метода псевдоожижения (как для стационарного, так для циркулирующего слоя) относятся [112]:

- неравномерность времени пребывания в псевдоожиженном слое обрабатываемых частиц твердой фазы. Например, одинаково возможны быстрый проскок частиц и их нахождение в слое дольше среднестатистического времени пребывания;

- возможность спекания и слипания твердых частиц. Для исключения возможности шлакования слоя его температура должна быть ниже температуры плавления золы отходов;

- необходимость установки мощных золоулавливающих устройств на выходе газов из псевдоожиженного слоя, особенно при разном гранулометрическом составе отходов.

Вышеперечисленные недостатки могут быть устранены при использовании реакторов псевдооживленного слоя нового, третьего поколения с вихревым кипящим слоем (ВКС).

Сжигание в вихревом кипящем слое

Суть технологии ВКС (технологии с кипящим слоем ROWITEC®) заключается в том, что в нижней части топки, где происходит основное горение отходов, за счет соответствующей подачи воздуха, формы решетки и конструкции топки формируется так называемый вихревой кипящий слой.

Различают установки, работающие по принципу одновихревого и двухвихревого кипящего слоя. Сжигание топлива в двухвихревом кипящем слое осуществляется следующим образом. В нижней части топочного устройства, в котором происходит основное горение отходов, благодаря соответствующей подаче воздуха, форме решетки и конструкции топки формируются парные вихревые зоны - вихревой кипящий слой. Кипящий слой состоит как бы из двух зон песка с сечением эллиптической формы, расположенных зеркально по отношению друг к другу и движущихся навстречу друг другу (см. рисунок 6.7) [112].

Отражательные плиты ограничивают расширение кипящего слоя в вертикальном направлении и поддерживают вращение слоя по направлению к середине камеры. Такое движение обеспечивает хорошее поперечное перемешивание материала слоя и создает необходимые условия для равномерного и стабильного распределения температур и эффективного сжигания: длительное пребывание частиц ТКО и полное выгорание углерода в отходах при низких (550 - 700 °С) температурах и избытке воздуха [112].

Избыток воздуха в слое поддерживается около единицы, а дожигание неполных продуктов сгорания происходит в надслоевом пространстве, куда подают вторичный воздух. В результате такого двухступенчатого сжигания уменьшается образование оксидов азота, концентрация которых в дымовых газах можно гарантированно снизить до 200 мг/м³ и ниже.

Подготовка отходов к сжиганию не столь сложна, как для ЦКС: перед сжиганием из ТКО удаляют металл, а сами отходы измельчают до размеров частиц менее 200 мм.



Рисунок 6.7 - Принцип действия вихревого кипящего слоя: 1 - наклонная сопловая решетка; 2 - подача воздуха для создания кипящего слоя; 3 - загрузка отходов; 4 - вращающийся кипящий слой; 5 - выгрузка золы кипящего слоя (шлака); 6 - выход дымовых газов

Технология сжигания отходов в ВКС была разработана японской фирмой «EbaraCorporation» и в настоящее время широко применяется в Японии (более чем на 80 заводах).

В Европе первая установка с ВКС производительностью 8,5 т/ч была построена в 1997 г. в Берлине. В зависимости от теплоты сгорания установка генерировала пар с расходом 17 - 23 т/ч (475 °С; 7,5 МПа), который поступал через имеющуюся паровую сеть на соседнюю электростанцию. В настоящее время в Европе построены и пущены в эксплуатацию еще несколько заводов,

на которых установлена топка ROWITEC, в том числе и на Московском спецзаводе № 4 [112].

6.1.3. Пиролитические методы переработки отходов

Пиролиз представляет собой процесс термической переработки твердых углеродосодержащих отходов путем высокотемпературного нагрева без доступа воздуха.

Существуют следующие разновидности метода: окислительный пиролиз с последующим сжиганием пиролизных газов; сухой пиролиз.

Окислительный пиролиз - это процесс термического разложения отходов при их частичном сжигании или непосредственном контакте с продуктами сгорания топлива. Окислительный пиролиз является одной из стадий процесса газификации. Газообразные продукты разложения отходов смешиваются с продуктами сгорания топлива или части отходов, поэтому на выходе из реактора они имеют низкую теплоту сгорания, но повышенную температуру. Затем смесь газов сжигают в обычных топочных устройствах. В процессе окислительного пиролиза образуется твердый углеродистый остаток (кокс), в то время как твердый остаток процесса газификации является минеральным продуктом (зола и шлак). В дальнейшем кокс можно использовать в качестве твердого топлива или в других целях [112].

Метод окислительного пиролиза с последующим сжиганием пиролизных газов универсален в отношении фракционного состава и фазового состояния отходов, их влажности и зольности. Окислительному пиролизу могут быть подвергнуты многие производственные отходы, «неудобные» для сжигания или газификации. Этим методом можно ликвидировать вязкие, пастообразные отходы; влажные осадки; пластмассы; шламы с большим содержанием золы; загрязненную мазутом, маслами и другими соединениями землю; сильно пылящие отходы с легко увлекаемыми газом частицами; отходы, содержащие соли и металлы которые плавятся и возгораются при нормальных температурах сжигания; отработанные шины,

кабели в измельченном состоянии; автомобильный скрап и т.п. Обычно окислительный пиролиз проводят при 600 - 900 °С (температура нагрева отходов) [112].

При сжигании газов пиролиза дымовые газы меньше загрязнены летучей золой и сажей, чем при прямом сжигании отходов, что позволяет использовать их без дополнительной очистки для выработки водяного пара и в других целях. Имеются сведения, что тяжелые металлы, содержащиеся в отходах, фиксируются в коксовом остатке; кроме того, при пиролизе шестивалентный токсичный хром превращается в нетоксичный трехвалентный.

Окислительный пиролиз отходов осуществляют во вращающихся барабанных реакторах, в шахтных реакторах с вращающимся подом (по типу карусельных печей металлообрабатывающей промышленности), в многоподовых реакторах, в реакторах с псевдооживленным слоем.

Указанный метод считается перспективным направлением ликвидации специальных промышленных твердых отходов и осадков сточных вод.

Сухая перегонка (сухой пиролиз) - это метод термической переработки отходов, обеспечивающий их высокоэффективное обезвреживание и использование в качестве топлива и химического сырья, что способствует созданию безотходных и малоотходных технологий и рациональному использованию природных ресурсов.

Под сухим пиролизом понимают процесс термического разложения отходов, твердого и жидкого топлива без доступа кислорода. В результате сухого пиролиза отходов образуются пиролизный газ с высокой теплотой сгорания, жидкие продукты и твердый углеродистый остаток. Количество и качество продуктов сухого пиролиза зависят от состава отходов и температуры процесса. В зависимости от температуры различают три вида сухого пиролиза [112]:

- низкотемпературный пиролиз, или полукоксование (450 - 550 °С), при котором максимален выход жидких продуктов и твердого остатка

(полукокса) и минимален выход пиролизного газа с максимальной теплотой сгорания;

- среднетемпературный пиролиз, или среднетемпературное коксование (до 800 °С), при котором выход газа увеличивается при уменьшении его теплоты сгорания, а выход жидких продуктов и коксового остатка уменьшается;

- высокотемпературный пиролиз, или коксование (900 - 1050 °С), при котором минимален выход жидких продуктов и твердого остатка и максимален выход пиролизных газов с минимальной теплотой сгорания.

Низкотемпературный пиролиз отходов осуществляют с целью получения первичной смолы - наиболее ценного источника жидкого топлива и различных химических продуктов. Сухой пиролиз некондиционных каучуков позволяет получать мономеры, которые могут быть вновь использованы в производстве синтетических каучуков. Полукокс содержит некоторое количество летучих и может быть использован в качестве энергетического и бытового топлива.

Основной целью высокотемпературного сухого пиролиза отходов является получение высококачественного горючего газа. При высокотемпературном сухом пиролизе первичные пары смолы и пиролизный газ, двигаясь через слой отходов и соприкасаясь с раскаленными стенками реактора и поверхностью уже образовавшегося кокса, подвергаются вторичным изменениям. Первичная легкая смола термически разлагается с выделением горючих газов, тяжелой смолы и смоляного кокса. Подвергается термическому разложению и первичный пиролизный газ. В результате этих процессов уменьшается выход смолы и содержание в ней легких ценных фракций. За счет разложения первичной смолы увеличивается выход пиролизного газа. Снижение теплоты его сгорания происходит вследствие разложения углеводородных компонентов первичного пиролизного газа. Обычно теплота сгорания пиролизного газа составляет 12 - 15 МДж/м³; такой газ можно транспортировать на значительные расстояния.

Кокс, получаемый при сухом пиролизе отходов, можно использовать в различных целях, в зависимости от его состава и физических свойств. При пиролизе твердых отходов нефтеперерабатывающих производств кокс с зольностью до 50 % после небольшой дополнительной обработки может быть применен в качестве заменителя природных и синтетических углеродсодержащих материалов. Коксовый остаток после пиролиза осадков сточных вод можно использовать в качестве сорбента на станциях водоподготовки и очистки сточных вод. При пиролизе изношенных автомобильных покрышек получают газовую сажу, широко используемую в производстве резиновых технических изделий, пластмасс, типографских красок, пигментов. Возможны и другие направления использования твердого углеродистого остатка [112].

Сухой пиролиз отходов можно осуществлять в реакторах с внешним и внутренним обогревом. Внешний обогрев применяют в реакторах в виде вертикальных реторт, во вращающихся барабанных реакторах. В этих аппаратах пиролизные газы не подвергаются какому-либо разбавлению газовыми теплоносителями, поэтому характеризуются высокой теплотой сгорания. Ввиду отсутствия фильтрации через слой отходов газовых теплоносителей пиролизный газ этих реакторов содержит минимальное количество пыли.

В реакторах с внутренним обогревом (вертикальные шахтные, с псевдоожиженным слоем, вращающиеся барабанные) в качестве теплоносителя используют газы, нагретые до 600 - 900 °С и химически не реагирующие с отходами (инертные и горючие газы, не содержащие кислорода). Наиболее целесообразно в качестве теплоносителя использовать рециркулирующий пиролизный газ. При этом исключается разбавление продуктового пиролизного газа и ухудшение его качества. В связи с применением газообразных теплоносителей повышается запыленность продуктового пиролизного газа. В то же время, внутренний обогрев конвекцией позволяет существенно интенсифицировать процесс пиролиза и

сократить габариты реакторов по сравнению с внешним обогревом за счет теплопроводности.

Пиролитическая переработка изношенных шин

Наиболее эффективным способом переработки твердых органических отходов на современном уровне развития техники признан пиролиз. Однако в отношении целесообразности сухого пиролиза или сжигания твердых бытовых и некоторых промышленных отходов мнения специалистов расходятся. Наиболее перспективным считают пиролиз специальных промышленных отходов, прямое сжигание которых затруднено, а также осадков сточных вод.

Резиновые смеси наряду с каучуками содержат и другие соединения: наполнители, вулканизирующие вещества, ускорители и активаторы вулканизации, противостарители, смягчители и др.

Ряд ингредиентов смесей образует с каучуками химические соединения. Поэтому трудно с достаточной точностью описать механизм пиролиза резины. Выход твердого продукта при пиролизе в основном определяется количеством наполнителей и нелетучих органических компонентов в исходной резине, а летучие продукты образуются в результате деполимеризации каучуков и термических превращений других органических составляющих.

Состав продуктов пиролиза зависит как от типа исходного сырья, так и от условий проведения процесса.

Пиролиз отходов может проводиться при режиме, обеспечивающем либо получение газа и твердого остатка при минимальном выходе или даже полном отсутствии смолы, либо получение смолы в качестве одного из целевых продуктов. Минимальной температурой пиролиза, очевидно, следует считать 500 °С. В условиях постепенного нагрева и быстрой эвакуации парогазовой смеси из реактора при этой температуре достигается максимальный или близкий к максимальному выход жидких продуктов.

Чтобы увеличить выход газа и твердых углеродистых продуктов, необходимо обеспечить условия для вторичных превращений парогазовых продуктов первичного разложения.

Пиролиз изношенных шин осуществляется по схеме представленной на рисунке 6.8. Измельченные шины подают во вращающуюся печь (реактор) с наружным обогревом, где при 500 - 800 °С они подвергаются термическому разложению; время пребывания в печи составляет 10 - 20 мин. Основными продуктами разложения являются твердый углеродистый остаток и смола. Газ после щелочной промывки в скруббере (для очистки от сернистых соединений) используется на этой же установке в качестве топлива для обогрева печи и других целей [112 - 117].

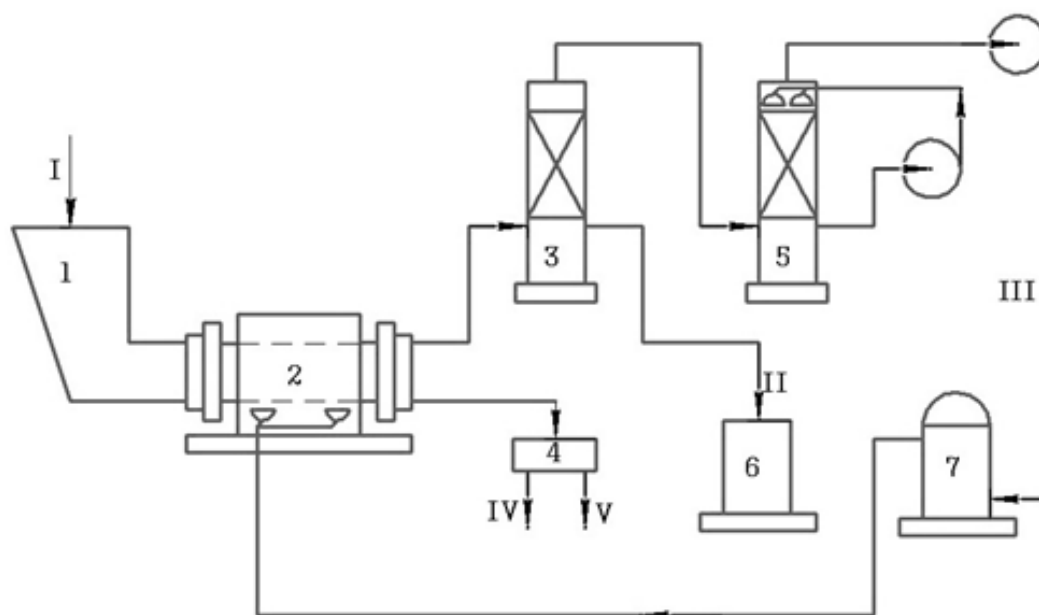


Рисунок 6.8 - Установка для пиролиза изношенных шин: I - измельченные шины; II - смолы; III- газ; IV - стальной корд; V - углеродистый продукт; 1 - питатель; 2 - вращающаяся печь; 3 - холодильник; 4 - сепаратор; 5 - скруббер; 6 - сборник смолы; 7 - газгольдер

Изменяя условия проведения процесса, можно в широких пределах варьировать выход продуктов пиролиза. Так, при 600 °С и пребывании материала в печи в течение 14 мин получается 10 % газа, 50 % смолы и 40 %

твердого продукта, а при 800 °С (10 мин) выход этих продуктов составляет соответственно 30 %, 39 % и 30 %.

Пиролитическая переработка ТКО

Технологический процесс обезвреживания твердых коммунальных отходов методом пиролиза состоит из нескольких последовательных этапов: дробление исходной массы для более эффективной дальнейшего обезвреживания, собственно процесс пиролиза и очистка синтез-газа и твердых углеродных остатков с целью его дальнейшего использования [112].

Процесс пиролиза требует постоянного внешнего подвода тепла и, следовательно, потребления углеводородных топлив. Полученный в процессе пиролиза синтез-газ сжигается в топках котлов с последующим производством пара и электроэнергии.

Установки пиролиза ТКО можно также классифицировать по типу используемого реактора таким образом [112]:

- установки пиролиза во вращающемся барабане (см. рисунок 6.9);
- установки пиролиза в кипящем слое;
- шахтные печи (швельшахты).



Рисунок 6.9 - Реактор пиролиза на заводе термической переработки ТКО Toyohashi в Японии

Как правило, в установках с вращающимся барабаном осуществляется низко и среднетемпературный пиролиз. Установки с кипящим слоем используются для среднетемпературного пиролиза, а в шахтных печах реализуется высокотемпературный пиролиз.

Результаты строительства подобных установок для пиролиза ТКО крупными компаниями, например, VonRoll, NipponSteel привели разработчиков к схожему выводу: технический и экономический смысл пиролиз имеет только при получении самостоятельных, реализуемых продуктов. При энергетическом использовании продуктов пиролиза получается опять же сжигание, но усложненное массой дополнительных стадий и оборудования, что только удорожает процесс [112].

К проблемам, характерным для энергетической утилизации ТКО с применением пиролиза относятся [112]:

- необходимость очистки пиролизных газов от H_2S , HCl , HF , конденсирующихся органических соединений, смол, тяжелых металлов и др. (при этом следует иметь в виду, что при сжигании продуктов пиролиза на месте экологический статус предприятия и требования к очистке уходящих газов остаются такими же, как и при прямом сжигании);

- очистка промывочной воды от смол, растворимых и нерастворимых органических соединений, тяжелых металлов;

- необходимость использования дополнительных котлов для сжигания пиролизного газа при одновременном строительстве 6 - 7 пиролизических установок, что удорожает проект и не приводит к получению экономического эффекта.

Пиролитическая переработка осадка сточных вод

В принятом в 2021 году ГОСТ Р 59748-2021 «Технические принципы обработки осадков сточных вод» в качестве альтернативной технологии конверсии осадков сточных вод (ОСВ) приводится технология пиролиза, для которой указываю основные преимущества и недостатки.

Основными преимуществами пиролиза ОСВ являются:

- при осуществлении процессов пиролиза вырабатывается парогазовая смесь, при конденсации которой получают энергоносители в виде жидкого и газообразного топлива для получения энергии;

- углистый остаток (технический углерод) может использоваться в виде товарной продукции;

- не образуются: диоксины (процесс без доступа кислорода) и тяжелые металлы в связанной форме.

К недостаткам пиролиза ОСВ относится:

- необходима предварительная подготовка: гомогенизация ОСВ; обезвоживание/сушка ОСВ (чем более сухой ОСВ, тем меньше требуется энергозатрат от внешних источников);

- неэффективные технико-экономические показатели: высокие энергозатраты (в ОСВ не более 30 % углерода – низкая теплота сгорания);

- низкий КПД по сравнению с биогазом (теплота сгорания ниже, чем у биогаза, более чем в 3 раза).

Рассмотрим подробно технологический процесс пиролиза осадков сточных вод. На рисунке 6.10 приведена технологическая схема пиролиза 125 тонн в сутки сухих осадков сточных вод с получением пирокарбона (технического углерода), первичного дегтя, газа, а также технического воска. Такая производительность по осадкам примерно соответствует мощности Центральной очистной станции аэрации в Санкт-Петербурге.

На схеме сухой осадок сточных вод влажностью 10 % поступает в складское помещение площадью 1500 м², которое рассчитано на 15-суточное хранение сухого осадка при объемной массе 0,6. После двух дробилок, производительностью по 6 т/ч каждая, осадки наклонными транспортерами подаются в верхний загрузочный бункер, обслуживающий все три печи, которые обогреваются газом с расчетной температурой 450 - 500 °С. В результате пиролиза выделяется полукокс, удаляемый через нижнее разгрузочное устройство печи.

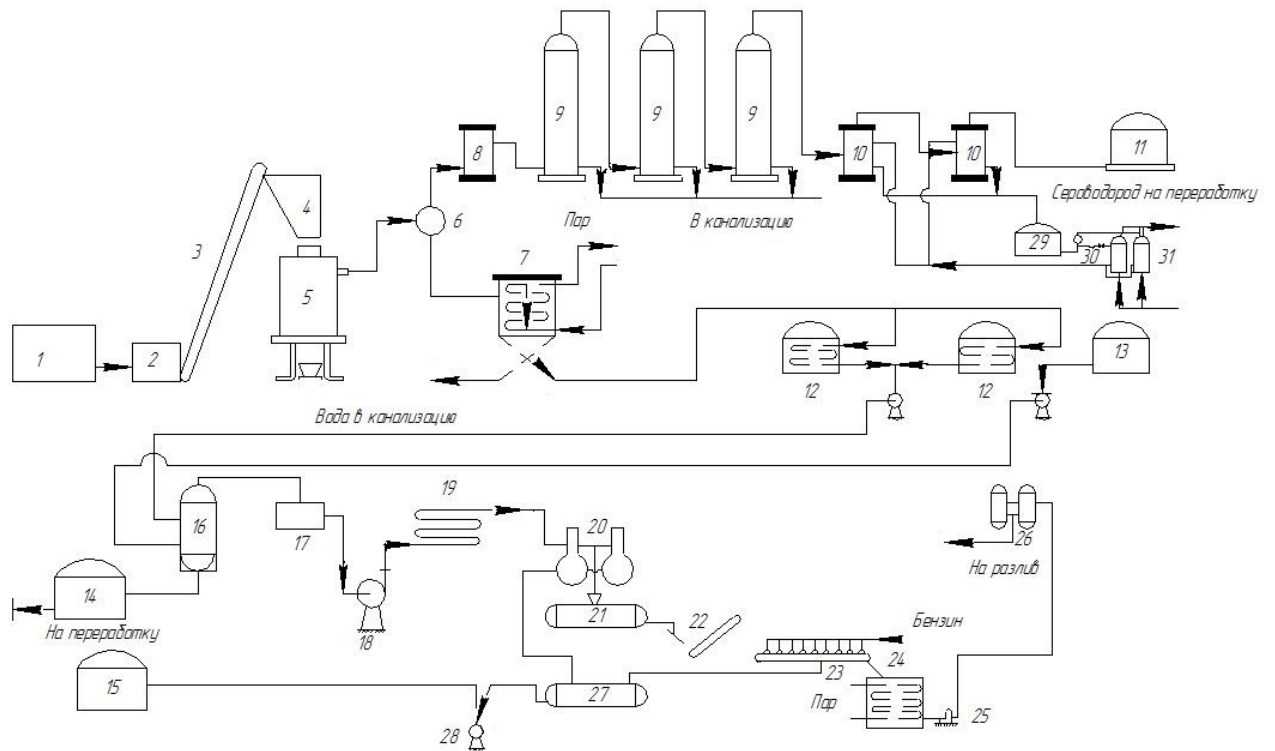


Рисунок 6.10 - Технологическая схема пиролиза осадков сточных вод: 1 - склад сухого осадка; 2 - дробилка; 3 - транспортер; 4 - загрузочный бункер; 5 - пиролизная печь; 6 - газосборник; 7 - водоотделитель; 8 - охладитель первичного газа; 9 - скруббер для CO_2 ; 10 - скруббер для H_2S ; 11 - мокрый газгольдер; 12 - хранилище смолы; 13 - хранилище бензина; 14 - отходы воска для переработки; 15 - резервуар для бензина; 16 - экстрактор; 17 - промежуточная емкость; 18 - насос; 19 - кристаллизаторы; 20 - центрифуги; 21 - резервуар для плавления воска; 22 - транспортер; 23 - закрытый транспортер для промывки воска; 24 - резервуар вторичного плавления; 25 - насос; 26 - фильтры; 27 - емкость для бензина; 28 - насос; 29 - промежуточная емкость; 30 - насос; 31 - барбатыеры для регенерации железосодового раствора

Газообразные продукты, смола (первичный деготь) и пары воды из печи поступают в газосборник. Отсюда жидкая смола и вода стекают в водоотделители. Из газосборника первичный газ поступает в охладитель. Очистка газа от CO_2 производится тремя скрубберами, а от H_2S - двумя. Удаление сероводорода и углекислоты достигается промывкой газа сначала известковым молоком, а затем железосодовым раствором, который после использования сливается в промежуточную емкость, а затем для регенерации

перекачивается насосом в два барбатера. Здесь для очистки от сероводорода раствор продувается воздухом. Очищенный газ поступает в мокрый газгольдер, откуда расходуется как топливо. Из водоотделителей, снабженных змеевиками для обогрева паром и лучшего отстаивания, подсмольная вода и механические примеси, загрязняющие смолу, направляются в канализацию, а смола направляется в два хранилища емкостью по 250 м³. Пиролизный завод обслуживается насосным отделением, состоящим из четырех центробежных насосов и двух дозирующих поршневых насосов. Здесь же размещаются два эксгаустера, которые осуществляют систему конденсации.

Выделение воска из смолы осуществляется с помощью бензина с последующей кристаллизацией в аппарате-экстракторе. В верхнюю часть экстрактора насосом подается смола, а в нижнюю - бензин; получаемый по второй технологической схеме. Раствор воска в бензине из верхнего штуцера переходит в промежуточную емкость, откуда насосом подается в кристаллизаторы, охлаждаемые рассолом хлористого кальция до 5 – 8 °С. После этого раствор воска поступает на центрифуги, затем воск для плавки попадает в подогреваемый резервуар, а отделенный бензин - в другую емкость, откуда насосом перекачивается в сборный резервуар для бензина, предназначенный для экстракции воска. Расплавленный воск из резервуара гранулируется водой и по ленточному транспортеру подается на другой закрытый транспортер, где окончательно промывается от примесей, а затем вторично плавится в резервуаре. Отсюда жидкий воск перекачивается для очистки на фильтры, после чего направляется на разлив и на склад готового продукта.

Одной из возможностей использования избыточного активного ила является его пиролиз для получения активированных углей как сорбента. Активированный уголь (АУ) представляет собой углеродистый адсорбент, скелет которого состоит из рыхлых шестичленных углеродных колец. Отличаясь высокой пористой структурой поверхности и объема, он обладает

способностью хорошо сорбировать газообразные, парообразные и растворенные вещества.

Для производства АУ в мировой практике используются такие органические материалы, как древесина и древесный уголь, торф и торфяной полукокс, ископаемые угли, нефтяные остатки, отходы целлюлозно-бумажного производства и др.

Процесс получения активированного угля из активного ила, предварительно высушенного до влажности 5 - 10 %, сводится к термическому разложению (деструкции) органического материала до получения карбонизованного остатка (полукокса) и последующей активации его водяным перегретым паром. В результате воздействия паром происходит удаление углеводов и смолистых веществ с поверхности полукокса, который после этого получается более разрыхленным, с развитой пористой структурой. Наиболее целесообразная температура водяного пара определена на уровне 500 - 700 °С. Более высокая температура ведет к резкому увеличению зольности, обгару угля и падению его сорбционной способности. Оптимальная продолжительность активации, как показали опыты, равна 60 мин. При большей продолжительности увеличивается обгар и зольность активированного угля.

Без активирующего агента (водяного пара) получаемый уголь-сырец будет обладать малой сорбционной способностью и практически будет не активен.

Опыты с термической обработкой активного ила без доступа воздуха показали, что выделение влаги наблюдается при температуре 135 °С. Деструкция органических веществ осуществляется при температуре 265 - 420 °С. При этом максимальное выделение газообразных продуктов наблюдается при температуре 265 °С, а образование карбонизованной структуры (полукокса) завершается при температуре 575 - 600 °С. Увеличение температуры выше 600 °С не улучшает процесс деструкции и не увеличивает суммарную пористость, активность и прочность сорбента.

К настоящему времени известны некоторые технологические схемы получения активированных углей, проверенные на опытно-промышленных установках, которые могут быть использованы при утилизации избыточного активного ила. Одна из этих схем приводится на рисунке 6.11.

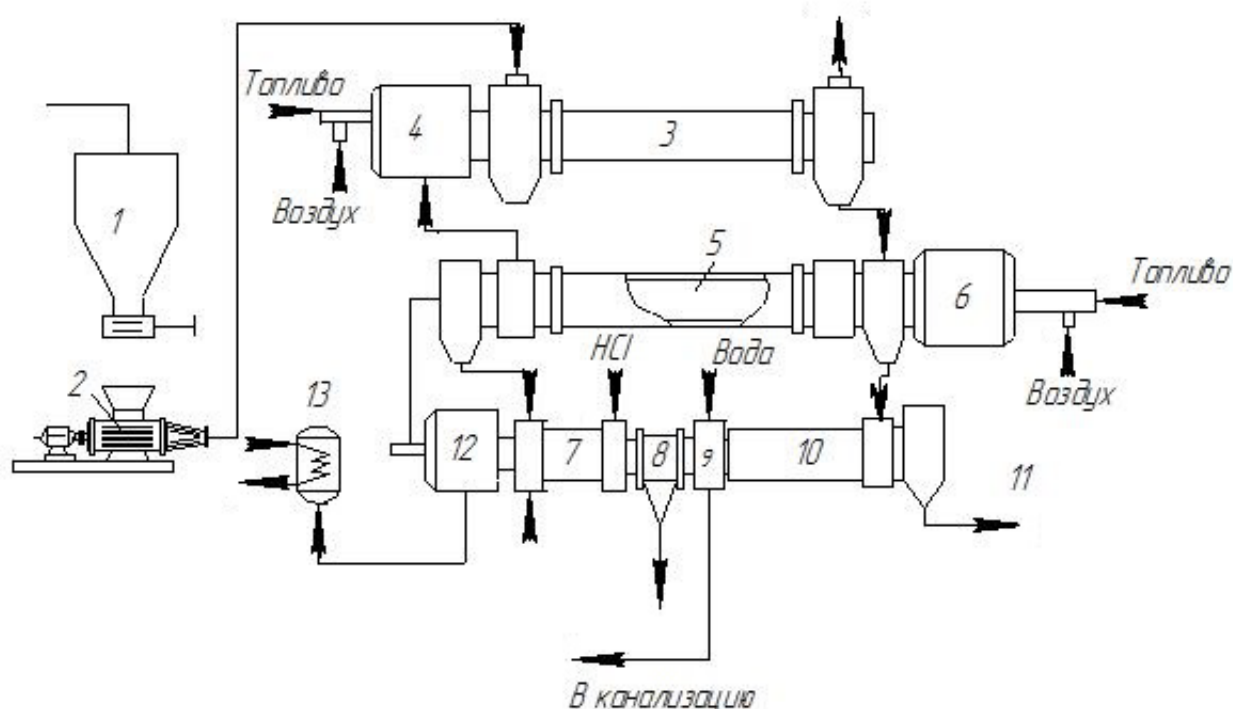


Рисунок 6.11 - Технологическая схема получения активированного угля из активного ила методом пиролиза: 1 - сборник обезвоженного активного ила; 2 - гранулятор; 3 - сушилка; 4 - печь сушилки; 5 - вращающаяся печь пиролиза; 6 - топка для пиролизной печи; 7 - камера активации; 8 - камера обеззоливания; 9 - камера промывки; 10 - сушильная камера, 11 - активированный уголь на упаковку; 12 - топка дожигания; 13 - котел-утилизатор тепла

Активный ил, обезвоженный до влажности 50 - 55 %, из сборника поступает в гранулятор, после чего гранулы высушиваются в барабанной сушилке до влажности 10 %. Далее сухие гранулы подвергаются пиролизу во вращающейся печи. Для активации гранулы обрабатываются в камере водяным паром, а для обеззоливания промываются 10 % раствором соляной кислоты. После промывки активированного угля в камере и сушки последний поступает на упаковку как товарный сорбент.

6.1.4. Технологии газификации

Основным элементом технологий, в основе которых лежит процесс газификации, является газогенератор. Для обезвреживания отходов применяют в основном слоевые газогенераторы. По типу образующихся в процессе газификации твердых остатков слоевые газогенераторы делятся на установки с сухим и жидким шлакоудалением.

Технологически процесс газификации можно классифицировать как промежуточный между пиролизом и сжиганием, так как он предполагает частичное окисление топлива. Окисление происходит при избытке воздуха, не достаточном для прохождения реакции окисления топлива: синтез-газ, получаемый в процессе газификации не полностью окислен, а кокс, присутствующий в слое, сгорает полностью.

Температура, при которой происходит газификация, составляет как правило 450 - 600 °С. Для технологического процесса газификации требуется предварительная обработка ТКО, включающая в себя сортировку и измельчение.

Данная технология получила распространение в Японии, ее поставщиком являются Mitsubishi HI-MSW (см. рисунок 6.12), а основными достоинствами является:

- сокращение образования диоксинов в дымовых газах;
- обезвреживание диоксинов в зольном остатке;
- возврат золы в реактор для ее плавления и отвода в виде остеклованного шлака.

Согласно результатам исследования рынка энергетической утилизации ТКО, проведенного Министерством экологии Японии (опубликовано 6 марта 2014 года), за 10 лет с 2003 по 2013 год суммарная ежедневная производительность ТЭС на ТКО с технологией газификации, газификации и плавления выросла на 10000 тонн, тогда как производительность ТЭС на ТКО с технологией сжигания (сжигание на колосниковой решетке) снизилась на 21000 тонн [118].

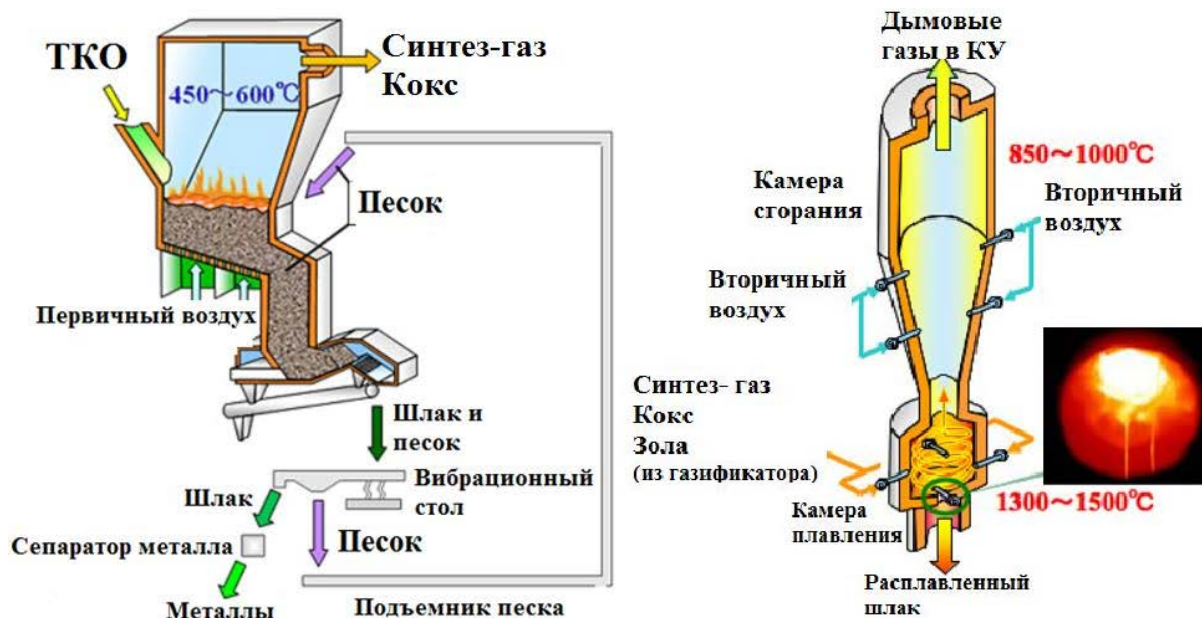


Рисунок 6.12 - Схема технологии газификации с плавлением зольного остатка

Полная технологическая схема мусоросжигательного завода компании Mitsubishi HI с технологией газификации MSW представлена на рисунке 6.13.

Следует отметить, что многочисленные установки, выпускаемые для пиролиза и газификации отходов, работают в основном на стабильных по составу высококалорийных отходах, например, на нефтешламах, пластиках или резиновых отходах, с высоким содержанием углерода, которые могут обеспечить протекание автотермического процесса газификации с получением более или менее ценного синтез-газа или окупить проведение процесса пиролиза при получении самостоятельных, реализуемых продуктов. Коммунальные отходы без соответствующей подготовки на них, как правило, не перерабатываются [112].

Как показывает опыт, углерода, содержащегося в неподготовленных ТКО, просто недостаточно для автотермического протекания газификации и получения более или менее ценного синтез-газа. На высококалорийных отходах газификация работает успешно, хотя и не распространена повсеместно [119].

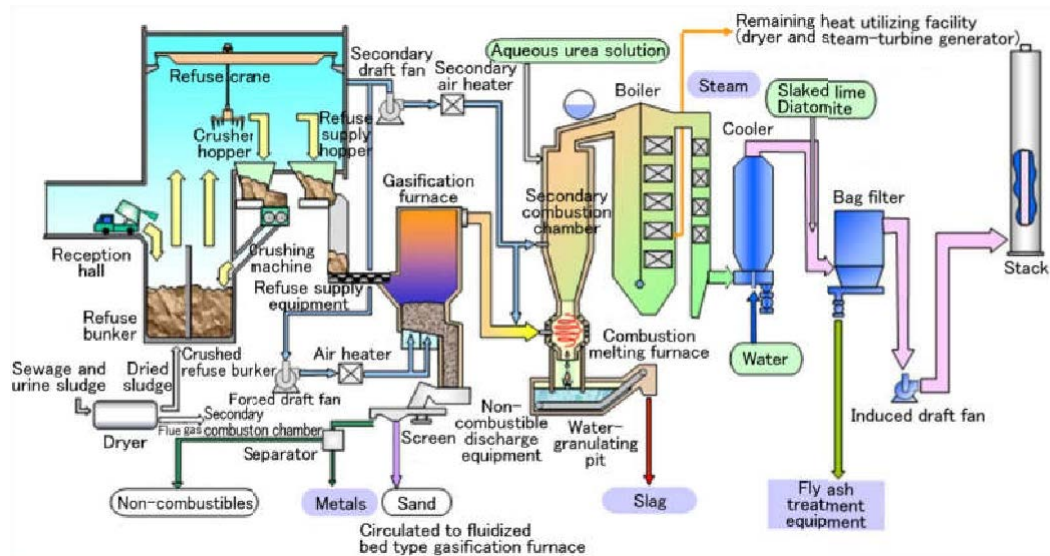


Рисунок 6.13 - Схема ТЭС на ТКО с технологией газификации MSW

Опыт газификации ТКО и биомассы в Финляндии. Станция Кумијярви II компании Lahti Energia начала работать в мае 2012 года. Электростанция газификации обеспечивает отоплением (90 МВт) и электричеством (50 МВт) Лахти и окружающие города. Это первая станция газификации в мире, где в качестве топлива используются только переработанные бытовые и промышленные отходы и где технология очистки газа является важной составляющей процесса. На станции газифицируются только горючие бытовые и промышленные отходы с окружающей муниципальной территории. Энергетические технологии нового поколения, используемые на станции Кумијярви II, разработаны финской компанией Valmet Technologies Oy (ранее Metso Power).

Централизованное теплоснабжение города Лахти обеспечивает ТЭЦ Кумијярви, она также отпускает потребителям электроэнергию. Максимальная электрическая мощность ТЭЦ - 167 МВт при работе в противоаварийном режиме, тепловая мощность - 240 МВт [120].

ТКО, используемые на этой ТЭЦ, состоят из легковоспламеняющихся отходов, которые невозможно использовать повторно: загрязненного пластика, бумаги, картона и древесины (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Морфологический состав топлива из ТКО на ТЭЦ Kymijärvi

| Компонент | Доля, % по массе |
|-----------|------------------|
| Пластик | 5-15 |
| Бумага | 20-40 |
| Картон | 10-30 |
| Древесина | 30-60 |

Поставщиками таких отходов являются промышленность, магазины, строительные площадки, а также домохозяйства, на которые приходится около 20 % отходов. Сбор отходов осуществляет компания Lahti Energy.

Отходы собирают в округе Лахти в радиусе 200 км от ТЭЦ и направляют на станцию приема отходов, где измельчают до стружки размером 2 - 4 см. Затем происходит их обработка, в ходе которой влажность снижается до значений менее 20 - 30 %. Далее топливо, полученное из отходов, транспортируется в центр топливоприема ТЭЦ на специальном грузовике, вмещающем 150 м³ топлива.

Идея сооружения на ТЭС газогенератора в сочетании с традиционным котлом большой мощности и высоким КПД парового цикла является привлекательным и эффективным способом использования местных ресурсов для производства энергии. Подсчитано, что в Европе обычно в радиусе 50 км от ТЭС можно обеспечить биомассой и ТКО электростанцию мощностью от 30 до 150 МВт. Важно также, что при реализации проекта требуется минимальная реконструкция котла, а возможные неисправности газогенератора не требуют останова всего котла. Газификация ТКО и биотоплива и дальнейшее совместное сжигание полученного газа с углем в пылеугольном котле позволяют также снизить поступление в атмосферу парниковых газов и уменьшить выбросы SO₂ и NO_x.

В 1998 г. на ТЭЦ сооружен газификатор с циркулирующим кипящим слоем при атмосферном давлении, имеющий тепловую мощность 40 – 70 МВт (см. рисунок 6.14).

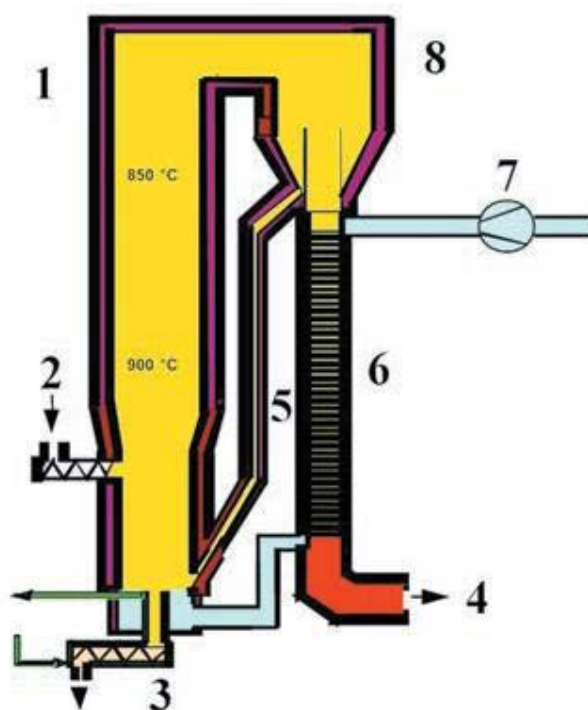


Рисунок 6.14 - Схема газогенератора с ЦКС: 1 - реактор; 2 - подача топлива (смесь биотоплива и ТКО); 3 - охлаждаемый водой шнек для удаления шлака; 4 - низкокалорийный горячий генераторный газ (750 – 650 °C); 5 - колено для возврата твердых частиц; 6 - воздухоподогреватель; 7 - вентилятор воздуха для газификации; 8 - прямоточный циклон

Газогенератор состоит из реактора (где и происходит процесс газификации), прямоточного циклона для разделения материала циркулирующего слоя и газа, а также опускного трубопровода для возврата циркулирующего материала в нижнюю часть газогенератора. Все эти части полностью облицованы огнеупорными материалами. После прямоточного циклона полученный горячий газ поступает в воздухоподогреватель, расположенный под циклоном. Расположенные по обеим сторонам от газогенератора расходные бункеры имеют объем примерно 10 м³. Разгрузка топлива осуществляется регулируемым шнековым питателем. Дозированная

подача материала в газификационную камеру происходит через два шлюзовых питателя на линию.

Генератор был интегрирован в блок № 1 ТЭЦ Kymijärvi, введенный в эксплуатацию еще в 1976 г. Первоначально блок сжигал мазут, но в 1982 г. был модернизирован для сжигания угля. На блоке установлен прямоточный котел башенной компоновки с экранами Бенсона; расход острого пара равен 450 т/ч при $t_{пе} = 540$ °С и $p_{пе} = 170$ бар; параметры пара промперегрева: $t_{пп} = 540$ °С и $p_{пп} = 40$ бар. Тепловая мощность котла – 350 МВт.

Из газогенератора горячий газ направляется через воздухоподогреватель напрямую в две горелки, расположенные под пылеугольными горелками основного котла (см. рисунок 6.15). Газ сжигается в топке, замещая часть угля, используемого в котле.

Когда влажность топлива высока, теплота сгорания газа становится очень низкой. Обычно при максимальной влажности топлива (около 50 %) теплота сгорания составляет всего около 2,2 МДж/кг (525 ккал/кг). Это потребовало разработки оригинальной конструкции горелки для генераторного газа, основанной на результатах опытных испытаний и CFD-моделировании.

Работа парового тракта котла при изменении качества топлива оставалась вполне стабильной. Большие амбразуры, выполненные для горелок, сжигающих низкокалорийный газ, не вызвали какого-либо нарушения работы водопарового тракта [120].

Более того, наблюдение за факелом генераторного газа показало, что горение остается стабильным даже при существенном повышении влажности отходов, когда теплота сгорания генераторного газа становится низкой. Стабильность работы пылеугольных горелок котла также была нормальной, несмотря на близкое расположение к их нижнему ярусу горелок для генераторного газа. Изменения количества вредных выбросов были небольшими и оставались в пределах ограничений, установленных для котла.

Концентрация твердых частиц в отходящих газах после электрофильтра уменьшилась примерно на 10 - 20 мг/м³.

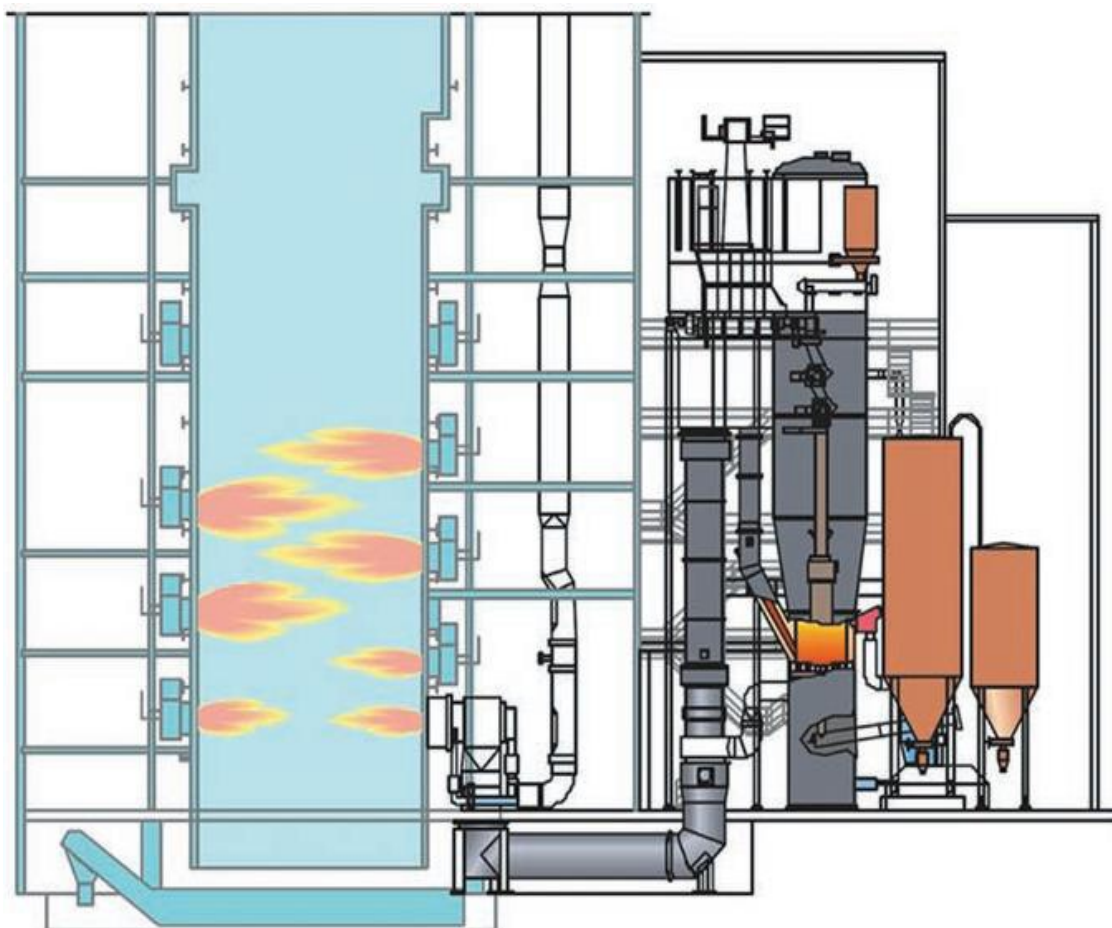


Рисунок 6.15 - Схема компоновки пылеугольного энергетического котла и газогенератора

Предельные значения выбросов составили: для NO_x – 240 мг/МДж, или 90 мг/м³ (в пересчете на NO₂), а SO_x – 240 мг/МДж, или 90 мг/м³.

Исследования показали, что при использовании нового вида топлива не наблюдалось ни опасного шлакования, ни высокотемпературной коррозии поверхностей нагрева котла, превосходящей обычный уровень.

На основе полученного опыта компания Lahti Energy в 2012 г. начала эксплуатацию блока № 2 ТЭЦ KymiJärvi электрической мощностью 50 МВт и тепловой - 90 МВт. Блок ежегодно производит 280 - 300 ГВт·ч электроэнергии и 58 - 600 тыс. Гкал теплоты. В результате использования

ТКО снизилась зависимость компании Lahti Energy от ископаемых видов топлива, а выбросы вредных веществ значительно уменьшились [120].

6.1.5. Плазменные технологии

Плазменные технологии утилизации отходов относятся к высокотемпературным методам и отличаются тем, что нагрев происходит в результате генерации плазмы – ионизированного газа с большой энергией. Плазма образуется при высокоэнергетическом столкновении газа-носителя с заряженными электронами, испускаемыми одним из заряженных электродов плазменной горелки. Температура дугового разряда в плазменной горелке может достигать 10 000 °С.

На основе плазменного нагрева могут быть реализованы самые различные процессы – например, плазменное сжигание, плазменная газификация. Преимуществом плазменных технологий является способность перерабатывать отходы с низкой теплотой сгорания, высокой зольностью и влажностью до 75 %. Для обеспечения удовлетворительного теплопереноса перерабатываемый материал должен быть тщательно измельчен.

Плазменный дуговой разряд является относительно локальным источником нагрева, поэтому при больших производительностях реактора, требующихся для ТКО, будут возникать проблемы теплопередачи. Некоторыми авторами предлагается установка групповых горелок (и электродов), но до сих пор ни один из этих проектов не реализован в масштабе, который позволил бы рассматривать такую технологию в качестве потенциального конкурента традиционному мусоросжиганию [119].

В [121 - 123] приведено описание известных технологий переработки ТКО с применением в качестве источника нагрева генератора низкотемпературной плазмы (плазмотрона). В [123] сообщается о том, что в настоящее время в эксплуатации находится лишь 4 установки производительностью более 100 т/сут, использующие так называемые плазменные технологии. Следует отметить, что преимущественно на этих

установках ТКО перерабатывают в смеси с промышленными отходами, а специализируется на утилизации только ТКО лишь одна производительностью 37,5 тыс. т/год (5 т/ч), которая эксплуатируется как демонстрационная при поддержке правительства Канады.

В [124] указывается, что основные сдерживающие факторы, препятствующие широкому использованию плазменных технологий для переработки отходов – недостаточно большой ресурс работы генераторов низкотемпературной плазмы – плазмотронов, а также тот факт, что плазменный дуговой разряд является относительно локальным источником нагрева, поэтому для обеспечения удовлетворительного теплопереноса перерабатываемый материал должен быть тщательно измельчен. Получаемый синтез-газ необходимо подвергать глубокой очистке от вредных примесей, которые образуются в восстановительной среде при высоких температурах: сероводорода, аммиака, фосфина, арсина, хлористого водорода и др.

В [122 - 123] делается вывод о том, что плазменная обработка отходов выгодна в том случае, если надо перерабатывать токсичные компоненты.

Применять плазменные технологии для энергетической утилизации неопасных отходов нецелесообразно из-за низкой энергоэффективности процесса [123]. В [125] сравнивается энергетическая эффективность (в пересчете на суммарную энергию горючих компонентов получаемого синтез-газа) процессов плазменной и автотермической газификации при температуре 1400 К для одного и того же вида топлива (отхода). Показано, что дополнительный энергетический выход по синтез-газу, достигаемый за счет «плазмы», при существующих методах преобразования энергии, даже без учета потерь с охлаждением, балластирования рабочей смеси в реакторе и т. д., не может покрыть затрат электроэнергии. Установлено также, что дальнейшее повышение температуры сопровождается лишь незначительным увеличением химической энергии синтез-газа, т.е. с энергетической точки зрения неэффективно [112].

Таким образом, на сегодняшний день применение плазменных технологий с экономической точки зрения оправдано для термической переработки опасных с экологической точки зрения отходов.

6.1.6. Выводы по результатам проведенного анализа существующих технологий термической переработки отходов

1. Наибольшее распространение в мире получили технологии со слоевым сжиганием твердых коммунальных отходов на наклонно-переталкивающих колосниковых решетках. На сегодняшний день технология слоевого сжигания ТКО является наиболее предпочтительной, так как затраты на собственные нужды, связанные с подготовкой отходов, существенно ниже по сравнению с другими технологиями, при этом КПД ТЭС на ТКО в конденсационном режиме достигает 30 %.

2. Технологии газификации, по сравнению со сжиганием ТКО на колосниковых решетках, распространены в существенно меньшей степени и применяются в основном для термической переработки стабильных по составу отходов с высоким содержанием углерода. Применение плазменных технологий с экономической точки зрения оправдано для термической переработки опасных с экологической точки зрения отходов.

3. В соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 28.02.2017 № 355-р в России предусматривается строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления (Республика Татарстан - 55 МВт; Московская область и г. Москва - 280 МВт). Однако реализуемые в настоящее время проекты этих заводов не предусматривают совместное использование инфраструктуры существующих теплофикационных систем, в частности городских ТЭЦ, что не позволяет использовать ряд важнейших преимуществ:

- наличие на ТЭЦ низкопотенциальных источников тепловой энергии, которые могут быть использованы для сушки и термической переработки коммунальных и производственных отходов;

- возможность повышения экономичности ТЭЦ за счет частичного замещения отходами основного вида топлива, а также за счет реализации на рынке продуктов переработки пластика и резины;

- значительное снижение транспортных расходов на перевозку отходов в связи с нахождением большинства ТЭЦ в черте города;

- снижение капитальных затрат на строительство установок для термической переработки коммунальных и производственных отходов за счет использования существующей инфраструктуры ТЭЦ;

- возможность термического разложения ядовитых веществ в топках котлов ТЭЦ.

4. В настоящее время в РФ реализуется «Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года». Целевым показателем Стратегии является доля утилизированных отходов в общем объеме образующихся отходов, которая должна составить 86 % к 2030 г. В соответствии с Рекомендациями по разработке региональных программ в области обращения с отходами с 1 января 2017 г. термическая утилизация несортированных твердых коммунальных отходов запрещена российским законодательством.

5. По мнению автора, на базе существующих ТЭЦ могут быть реализованы проекты по термической переработки отсортированных коммунальных и производственных отходов, в частности пластика и резины, в промышленных масштабах. Для термической переработки пластика и резины могут быть использованы пиролизные и экструзионные установки. Применение пиролизных методов также возможно для переработка осадка сточных вод, образующегося на канализационных очистных сооружениях городских водоканалов.

6.2. Анализ экологических показателей установок по термической переработке коммунальных и производственных отходов

6.2.1. Нормативы по выбросам вредных веществ

В большинстве стран мира для ТЭС на ТКО, так же как и для традиционных ТЭС, устанавливают специальные государственные нормативы по выбросам вредных веществ в атмосферу. При этом к предприятиям для термической переработки отходов, каковыми являются ТЭС на ТКО, предъявляются самые строгие экологические нормативы. Динамику ужесточения требований к содержанию вредных примесей в газообразных продуктах сгорания ТКО можно проследить на примере Германии по таблице 6.2.

В России нормативные значения по газообразным выбросам на предприятиях, сжигающих отходы, установлены справочником НДТ [126], которые ориентированы на Директиву 2000/76/ЕС Европейского парламента и совета от 4 декабря 2000 г. [127]. Результаты измерений, выполненные с целью проверки соответствия предельным значениям выбросов, должны быть стандартизированы на нормативные условия (температура 0 °С, давление 101,3 кПа) и рассчитаны на сухие газы при объемном содержании в них кислорода 11%.

Следует отметить, что эти нормативы, которые, безусловно, распространяются и на ТЭС на ТКО, более жесткие, чем принятые в России для обычных электростанций, работающих на органическом топливе (таблица 6.3). Для их достижения используют обычные методы и технологии очистки газообразных продуктов сгорания ТКО.

Таблица 6.2. - Нормирование содержания вредных примесей в газообразных продуктах сгорания ТКО в Германии (мг/м³)

| Химический состав | TA Luft | | 17 Bimsch V | |
|---------------------------------|---------------------------------------|------|-------------|-----------|
| | 1974 | 1986 | от 12/1996 | от 8/2003 |
| Твердые частицы | 100 | 30 | 10 | 10 |
| Углерод С | - | 20 | 10 | 10 |
| Хлористый водород HCl | 100 | 50 | 10 | 10 |
| Фтористый водород HF | 5 | 2 | 1 | 1 |
| Оксиды серы SO ₂ | - | 100 | 50 | 50 |
| Оксиды азота NO _x | - | 500 | 200 | 200 |
| Монооксид углерода CO | 1000 | 100 | 50 | 50 |
| Ртуть Hg | 20 (безучета Tl, Se, Te, Co) | 0,2 | 0,05 | 0,03 |
| Кадмий Cd | | | 0,05 | 0,05 |
| Талий Tl | | | | |
| Селен Se | | 1 | - | - |
| Теллур Te | | | | |
| Никель Ni | | | | |
| Кобальт Co | | | | |
| Мышьяк As | | | | |
| Ванадий V | | | | |
| Свинец Pb | | | | |
| Хром Cr | | 5 | 0,5 | 0,5 |
| Медь Cu | | | | |
| Марганец Mn | | | | |
| Олово Sn | | | | |
| Сурьма Sb | | | | |
| Железо Fe | | | | |
| Платина Pt | | | | |
| Палладий Pd | - | - | | |
| Родий Rh | | | | |
| As, бензопирены, Cd, Co, Cr | | | | |
| ПХДД/ПХДФ (нг/м ³)* | - | - | 0,1 | 0,1 |

* концентрация полихлорированных дибензодиоксинов (ПХДД) и полихлорированных дибензофуранов (ПХДФ) приводится в пересчете на эквивалент токсичности, который обычно указывается в ngTEQ/м³, или ЭТ/м³. В таблице и далее по тексту для упрощения изложения размерность условно обозначается в нг/м³.

Организовать одновременное снижение выбросов всех основных регламентируемых показателей вредных веществ в рамках какого-либо одного метода или на одной технологической стадии практически невозможно.

Поэтому на современных установках, сжигающих ТКО, проблема ограничения загрязнения атмосферного воздуха решается комплексно путем

внедрения нескольких природоохранных методов и мероприятий, реализуемых на разных стадиях технологического процесса.

Таблица 6.3 - Нормирование содержания вредных примесей в газообразных продуктах сгорания ТКО и органического топлива в России (мг/м³)

| Химический состав | Энерготехнологические установки, сжигающие ТКО | Энергетические установки для сжигания твердых топлив * | |
|--|--|--|---------------------------------|
| | среднесуточные | $\alpha = 1,4$ | в перерасчете на $\alpha = 2,0$ |
| Твердые частицы | 10 | 150-250** | 100-165 |
| Моноксид углерода CO | 50 | 300-400 | 200-260 |
| Оксиды азота NO _x | 200 | 300-640*** | 200-420 |
| Оксиды серы SO ₂ | 50 | 1200-1400**** | 800-920 |
| Хлористый водород HCl | 10 | не нормируется | не нормируется |
| Фтористый водород HF | 1 | | |
| Тяжелые металлы | Среднее по пробам | | |
| Ртуть Hg | 0,05 | | |
| Кадмий Cd | 0,05 | | |
| Таллий Tl | 0,05 | | |
| Суммарно другие, (Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V) | 0,5 | | |
| ПХДД/ПХДФ (нг/м ³)* | 0,1 | | |

* Для котлов с паропроизводительностью до 320 т/ч.

** Больше значение для приведенного содержания золы (г/МДж) – $A^{пр} > 2,5 \%$, меньшее – для $A^{пр} < 0,6 \%$.

*** Меньшее значение для сжигания бурых углей, большее – для сжигания углей с жидким шлакоудалением.

**** Меньшее значение для приведенного содержания серы (г/МДж) – $S_{пр} < 0,045 \%$, большее – для $S_{пр} > 0,045 \%$.

П р и м е ч а н и е. Величины даны для сухих газов, приведенных к стандартным условиям (температура – 273,15 К, давление – 101,3 кПа, концентрация O₂ – 11 %).

6.2.2. Диоксиновая проблема, возникающая при термической переработке отходов

Образование диоксинов. Для образования диоксинов (полихлорированные дибензо-*p*-диоксины и дибензофураны) необходимо сочетание трех условий: наличие органического углерода, наличие хлорорганических соединений и температура выше 450 °С. Такие процессы, как сжигание осадков сточных вод, муниципальных и других промышленных и бытовых отходов (например, изделия из ПВХ, целлюлозно-бумажная продукция и пластические массы) сопровождаются образованием экологически опасных количеств диоксинов.

При нагревании хлор- и бромсодержащих органических веществ диоксины образуются в интервале температур 500 - 1200 °С, причем максимум их образования приходится на 600 - 800 °С.

Из общего количества хлора, который имеется в ТКО, около 50 % содержится в пластмассе, до 25 % в целлюлозно-бумажной продукции, а остальное в резине и других материалах.

Снижение образования и разрушение диоксинов. Основным мероприятием для подавления выделения диоксинов является уменьшение выбросов органического углерода, то есть обеспечение полного его выгорания, а также контроль уровня СО как основного показателя полноты сжигания и остаточной концентрации диоксинов.

Диоксины обладают высокой термостойкостью. Эффективное разложение этих веществ происходит только при температурах выше 1250 °С и выдержке более 2 с. Их терморазложение при меньших температурах является обратимым процессом. При охлаждении дымовых газов до 200 - 450 °С они синтезируются вновь.

Для исключения образования диоксинов в зонах максимальных температур газовые смеси должны находиться при температурах выше 1250 °С не менее 2 с. В целях предотвращения образования вторичных

диоксинов в зоне охлаждения отходящих газов установок по сжиганию время пребывания в интервале температур 200 - 450 °С должно быть не более 1 с.

Из опыта мусоросжигания известно, что эмиссия диоксинов из дымовой трубы существенно связана с выбросами частиц пыли и углерода. На многих мусоросжигательных заводах газоочистка основана на практически полном поглощении диоксинов из дымовых газов при пропускании их через фильтры с активированным углем или тканевыми фильтрами, способными эффективно выделять золу из газа.

Реальные возможности снижения диоксиновой опасности при термической переработке органических отходов:

1. Уменьшение в исходном сырье доз Cl- и Br-содержащих материалов, способствующих образованию диоксинов.
2. Минимизация образования доли золы дымовых газов и уменьшение золоуноса.
3. Обеспечение при сжигании ТКО наиболее полного их сгорания и применение дожигания отходящих газов.
4. Управление температурным режимом процесса переработки исходного сырья с нагревом образующихся продуктов, содержащих диоксины, выше 1250 °С с выдержкой более 2 с.
5. Предотвращение повторного синтеза диоксинов путем холодной «закалки» дымовых газов или летучих продуктов термической переработки.
6. Удаление и улавливание летучих соединений в замкнутом цикле химической очистки и переработки.
7. Вероятность образования диоксинов при пиролизе ТКО ниже, чем при сжигании, ввиду отсутствия кислорода. Пиролиз при температуре до 450 - 500 °С полностью исключает условия синтеза диоксинов.

6.2.3. Методы очистки дымовых газов

В процессе полного сгорания отходов основными компонентами дымовых газов являются водяные пары, азот, диоксид углерода и кислород.

В зависимости от состава сжигаемого материала, эксплуатационного режима и системы очистки дымовых газов производятся выбросы кислых газов (окислов серы, окислов азота, хлористого водорода), твердых частиц (включая связанные в частицах металлы), широкого спектра летучих органических соединений, а также летучих металлов (таких как ртуть). Также доказано, что сжигание твердых коммунальных отходов и опасных отходов приводит к непреднамеренному образованию и выбросу стойких органических загрязнителей (ПХДД/ПХДФ, ПХБ, ГХБ), потенциально могут иметь место выбросы полибромированных дибензодиоксинов (ПБДД) и полибромированных дибензофуранов (ПБДФ).

Устройства очистки дымовых газов являются обязательной составляющей технологий сжигания отходов. Системы очистки дымовых газов предназначены для снижения потенциальной опасности выбросов и улавливания максимального количества вредных веществ, образующихся в результате процессов сжигания отходов. В этих целях системы газоочистки соединяются с вытяжными системами мусоросжигательных печей. Различают сухие, полусухие и мокрые системы очистки дымовых газов. Следует учитывать, что мокрые системы очистки дымовых газов могут работать с образованием сточных вод.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух применяется многоступенчатая очистка. Рассмотрим пример трехступенчатой очистки. Нейтрализация кислых компонентов дымовых газов осуществляется на первой ступени очистки, в абсорбере, с помощью извести. Глубокая очистка от летучей золы и сорбция тяжелых металлов и диоксинов происходит на второй ступени - в рукавном фильтре - через слой извести и активированного угля на фильтровальной ткани. Третья ступень очистки дымовых газов направлена на восстановление содержащихся в дымовых газах оксидов азота до молекулярного азота с использованием аммиачной воды [128].

Ниже приводится краткое описание основных технологических подходов к очистке дымовых газов.

Очистка дымовых газов от золы-уноса. Зола-уноса содержит преимущественно летучие тяжелые металлы, а также значительное количество органических соединений, в том числе диоксины и фураны. Для улавливания зол в основном применяются тканевые или электрические фильтры. В таблице 6.4 приведен обзор принципиальных характеристик обеих технологий улавливания золы-уноса.

Таблица 6.4 - Характеристики различных систем фильтрации дымовых газов

| | Электрофильтр | Тканевый фильтр |
|--------------------------------|--|---|
| Концентрация в очищенных газах | < 5 мг/м ³ | < 1 мг/м ³ |
| Преимущества | - высокая степень очистки; - низкие затраты на техобслуживание; | - очень высокая степень очистки; - низкий объем инвестиций |
| Недостатки | - высокий объем инвестиций; - способствует синтезу диоксинов и фуранов в процессе «де-ново» | - высокие затраты на техобслуживание ввиду перепада давления, необходимость смены фильтра |
| Отходы | золы | золы |

Очистка дымовых газов от кислых газов. Кислые газы HCl, SO₂, HF можно удалять из дымовых газов сухим, полусухим и мокрым способами. К наиболее широко распространённым системам мокрого и полусухого удаления относятся:

- трехступенчатые скрубберы (мокрое удаление HCl раствором извести);
- трехступенчатые скрубберы с выпариванием воды с помощью распылительной сушилки в горячем дымовом газе (мокрое);
- распылительные адсорберы (полусухое поглощение).

Также могут применяться и сухие системы очистки дымовых газов.

Особенность этих систем заключается в распылении известкового молока на основе жженой извести или гидроокиси кальция в потоке дымовых газов. Предварительно дымовой газ пропускается через систему охлаждения.

Загрязненное известковое молоко улавливается тканевыми фильтрами. Сухая очистка дымовых газов позволяет существенно снизить концентрацию вредных веществ в очищенном газе. Недостатком описанных технологий является образование опасных отходов. С другой стороны, они требуют меньшего объема инвестиций.

Очистка дымовых газов от оксидов серы. Для очистки дымовых газов от золы и оксидов серы может применяться кольцевой эмульгатор.

Запыленные дымовые газы через тангенциальный вход поступают в нижнюю часть корпуса и через завихритель входят в закрученном виде в среднюю часть эмульгатора. По трубе на конус завихрителя подается орошающая вода, образуя вращающийся слой газожидкостной эмульсии, через которую фильтруются очищаемые газы. Пульпа с уловленной золой сливается в канал гидрозолоудаления.

Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое проходят через второй завихритель (раскручиватель), который усиливает вращательное движение. Капли пульпы, возникающие на верхней границе эмульсионного слоя, под действием центробежных сил сепарируются на стенку корпуса. Очищенные от пыли и капель газы удаляются через выходной газоход.

Очищенные в пенном слое газы имеют низкую температуру и высокую относительную влажность, поэтому для исключения образования конденсата в газовом тракте после газоочистителя и предотвращения сернокислотной коррозии металлических поверхностей в газоход после кольцевого эмульгатора смесителем подается горячий воздух, который повышает температуру очищенных газов.

Подача в орошающую воду щелочных добавок позволяет в одном аппарате осуществлять глубокую очистку дымовых газов не только от золы, но и на 96 - 99 % от оксидов серы.

Очистка дымовых газов от оксидов азота. Если образование оксидов азота не может быть предотвращено путем выбора соответствующей

технологии сжигания, то можно использовать два способа их удаления из дымовых газов:

- селективное некаталитическое восстановление (СНКВ);
- селективное каталитическое восстановление (СКВ).

Некаталитический способ (СНКВ) позволяет восстановить до 60 - 80 % NO_x путем впрыскивания через форсунки в горячие дымовые газы (при 950 °С) азотных соединений (в основном мочевины или аммиака) [128].

При обработке каталитическим способом (СКВ) оксиды азота разлагаются на катализаторе под воздействием раствора аммиака с образованием газообразного азота и водяного пара. Каталитическое разложение оксидов азота происходит при температурах от 170 °С до 380 °С. Степень разложения составляет свыше 90 %. При использовании технологий СНКВ и СКВ не образуется никаких отходов [128].

В таблице 6.5 приведены основные характеристики обоих способов.

Таблица 6.5 - Характеристики процессов удаления окислов азота

| | Некаталитический способ (SNCR) | Каталитический способ (SCR) |
|--|--|--|
| Концентрация NO_x в очищенных газах | < 150 мг/м ³ | < 70 мг/м ³ |
| Преимущества | - дешевизна; - высокая степень очистки; - ограниченный синтез диоксинов и фуранов в процессе «де-ново» | - очень высокая степень очистки; - возможно прямое разрушение диоксинов и фуранов |
| Недостатки | | - дороговизна; - некоторые химикаты способны «отравить» катализатор |

Очистка дымовых газов от тяжелых металлов и диоксинов. Проходящие через скруббер диоксины, фураны и тяжелые металлы могут быть удалены из дымовых газов с помощью активированного угля (кокса) или смеси из активированного кокса и гидроокиси кальция. Наиболее надежным процессом считается адсорбция в газовом потоке (добавление

активированного кокса и извести и их смешение с дымовыми газами). Адсорбция со стационарным катализатором применяется реже ввиду относительной сложности технологии и связанных с ней более высоких затрат.

Активированный уголь (кокс) связывает тяжелые металлы (особенно Hg и Cd), а также диоксины и фураны. Помимо этого, он в незначительной мере насыщается серой и хлором. Как правило, дымовые газы возвращаются в топочное пространство до полного отделения ртути и кадмия. В настоящее время тяжелые металлы, диоксины и фураны улавливаются с помощью угольноизвестковой смеси прямо при сжигании отходов.

Современные установки, а также модернизированные установки, снабжены различным оборудованием для очистки образующихся выбросов. Среди основных используемых методов можно выделить следующие:

- тканевые фильтры (для удаления выбросов твердых частиц);
- мокрые газоочистители (для удаления кислых газов);
- полусухие газоочистители/система распылительного абсорбера (для удаления кислых газов);
- системы ввода сухих веществ (для удаления кислых газов);
- метод адсорбции с применением активированного угля/активированного бурого кокса (для удаления диоксинов и ртутных загрязнений).

Ниже представлены технические решения, предложенные ОАО «ВТИ» [112], которые могут служить основой при проектировании системы газоочистки для типовых отечественных ТЭС на ТКО и делающие эти электростанции экологически безопасными предприятиями.

При разработке решений, прежде всего, принималось во внимание то, что за рубежом в последнее время для очистки газообразных продуктов сгорания ТБО от «кислых» газов наибольшее предпочтение отдается сухим и полусухим методам, которые наряду с приемлемыми инвестиционными и эксплуатационными затратами, а также простой концептуальной схемой

установки и компактной застройкой обеспечивают уверенное соблюдение требований, предъявляемых НДТ ИТС 9 - 2020 [126] по выбросам вредных составляющих с дымовыми газами при сжигании ТКО.

На существующих современных российских (московских) заводах для термической переработки отходов применяют полусухой метод: нейтрализацию «кислых» газов осуществляют в абсорбере путем прямого контакта с известковым молоком, которое разбрызгивается с большой скоростью распылительной машиной. Опыт эксплуатации московских спецзаводов показал, что для таких абсорберов важными моментами являются хорошая аэродинамика газообразных продуктов сгорания ТКО в абсорбере и тонкий, монодисперсный распыл жидкости. К сожалению, это не всегда достижимо, поскольку в некоторых случаях расход дымовых газов может существенно отличаться от расчетного, а это приводит к ухудшению аэродинамики в абсорбере и, как следствие, к снижению эффективности улавливания «кислых» газов, повышению расхода реагента и, что самое неприятное, к накоплению отложений на стенках абсорбера. Поэтому для очистки газообразных продуктов сгорания ТКО от «кислых» газов целесообразно использовать системы газоочистки, в которых вместо прямого распыла известкового молока в дымовые газы вводится увлажненный рециркулят - сорбент, обладающий хорошей текучестью, сравнимой с текучестью сухой пыли. Образование влаги на поверхности реагента и в его порах вследствие капиллярной конденсации – положительный момент. Во время испарения воды вокруг частицы сорбента образуется зона почти со 100% - ной относительной влажностью, что позволяет в условиях оптимально выбранных температур и продолжительности контакта сорбента с газовой фазой достичь высокой степени очистки от «кислых» газов.

Для ограничения выбросов NO_x в атмосферу рекомендуется использовать метод селективного некаталитического восстановления оксидов азота (СНКВ) различными азотосодержащими веществами, которые вводят в первый газопоток котла.

Требуемая очистка дымовых газов от диоксинов и фуранов достигается применением комбинации адсорбционного метода (например, распыл активированного угля в поток дымовых газов перед рукавным фильтром) и эффективного улавливания твердых частиц в рукавном фильтре.

Таким образом, многоступенчатая газоочистка должна включать в себя как минимум систему СНКВ, оборудование для улавливания «кислых» газов, систему подачи угольного реагента и рукавный фильтр. Такая газоочистка позволит получить даже более низкие показатели по содержанию регламентируемых веществ в газообразных продуктах сгорания ТКО, чем приведенные в таблице 6.3.

6.3. Предлагаемые схемные решения использования инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов

6.3.1. Предлагаемая тепловая схема интеграции мусоросжигательных установок с действующим оборудованием городских ТЭЦ

Практически в каждом крупном городе России с численностью населения более 300 тыс. человек установлены ТЭЦ. Данный факт может стать конкурентным преимуществом нашей страны при реализации проектов, направленных на эффективную термическую переработку коммунальных и производственных отходов с использованием инфраструктуры ТЭЦ.

Одним из направлений повышения энергетической эффективности и инвестиционной привлекательности ТЭС на ТКО является повышение начальных параметров пара, а также снижение капитальных затрат на сооружение мусоросжигательных заводов.

Наиболее обоснованной с точки зрения тиражирования в крупных городах России является разработанная ОАО «ВТИ» технологическая схема ТЭС на ТКО с установленной мощностью 24 МВт, позволяющей термически

перерабатывать примерно 360 тыс. т отходов в год. Ниже представлено описание предложенной ОАО «ВТИ» ТЭС на ТКО [112].

Структура ТЭС на ТКО [129]. Тепловая электростанция, основным топливом которой являются ТКО, представляет собой современное предприятие с завершенным технологическим процессом термической переработки отходов и традиционным паросиловым циклом для выработки электрической энергии. Кроме котельно-топочного отделения с двумя энерготехнологическими установками, каждая из которых состоит из котла, газоочистного и вспомогательного оборудования, в состав такой ТЭС входят:

- энергетический комплекс, предназначенный для выработки тепловой и электрической энергии;
- приемное отделение с весовой, помещением для разгрузки мусоровозов и приемным бункером ТКО;
- водоподготовительная установка с коррекционной обработкой воды;
- отделение сбора, временного хранения и переработки твердых остатков от сжигания;
- бункер для сбора продуктов газоочистки;
- система мониторинга газовых выбросов;
- административно-бытовой корпус, склады, стоянки и другие помещения для инженерного обеспечения ТЭС (ГРП, компрессорная, очистные сооружения и т. д.). Процесс термической переработки ТКО на энерготехнологической установке происходит следующим образом (см. рисунок 6.16).

Мусоровозы проходят через автовесовую, где проводится учет и контроль поступающих ТКО, и направляются в приемное отделение на разгрузку. Для накопления, складирования и подготовки ТКО к сжиганию в приемном отделении предусмотрен приемный бункер 1, емкость которого обеспечивает 3 - суточный запас по ТКО. Бункер обслуживается двумя мостовыми электрическими грейферными кранами (один - рабочий, второй - резервный). В бункере идет процесс гомогенизации ТКО путем их

перемешивания грейфером, удаление крупногабаритных отходов (КГО), случайно попавших в бункер, и последующая загрузка ТКО в топку котла 2 через загрузочную воронку.

Из воронки ТКО через подающую течку поступают в питатель, а затем в автоматическом режиме подаются на механическую колосниковую решетку топки котла (в зону горения). Работу питателя и решетки регулируют в зависимости от производительности завода и характеристик ТКО (влажность, морфологический состав, удельный вес и др.).

Под решетку вентилятором подается первичный воздух, который может быть нагрет до 150 °С в паровом подогревателе 10 и до 250 °С в газовом подогревателе (на рисунке 6.16 не показан). С целью исключения восстановительных зон и для дожигания СО поток газов на входе в первый газоход котла подвергается интенсивному перемешиванию с вторичным воздухом, который при необходимости подогревается в паровом подогревателе 10 до 100 °С.

Для стабилизации горения при сжигании отходов с низкой теплотой сгорания, а также для растопки котла используют газовые горелки 12. До начала подачи ТКО в топку (перед загрузкой первой партии при розжиге) и до полного сгорания последней партии отходов температура в топочной камере поддерживается горелками на уровне не ниже 850 °С.

Неработающие горелки охлаждаются воздухом, который потом сбрасывается в топку. В топку также направляется воздух, используемый для охлаждения ее боковых стен.

Из топки продукты сгорания ТКО и природного газа поступают в радиационные газоходы котла, где происходит утилизация их тепла. Вырабатываемый насыщенный пар из барабана частично направляется на паровые воздухоподогреватели первичного и вторичного воздуха 10. Основная часть пара перегревается в пароперегревателях и поступает в паровую турбину 7.

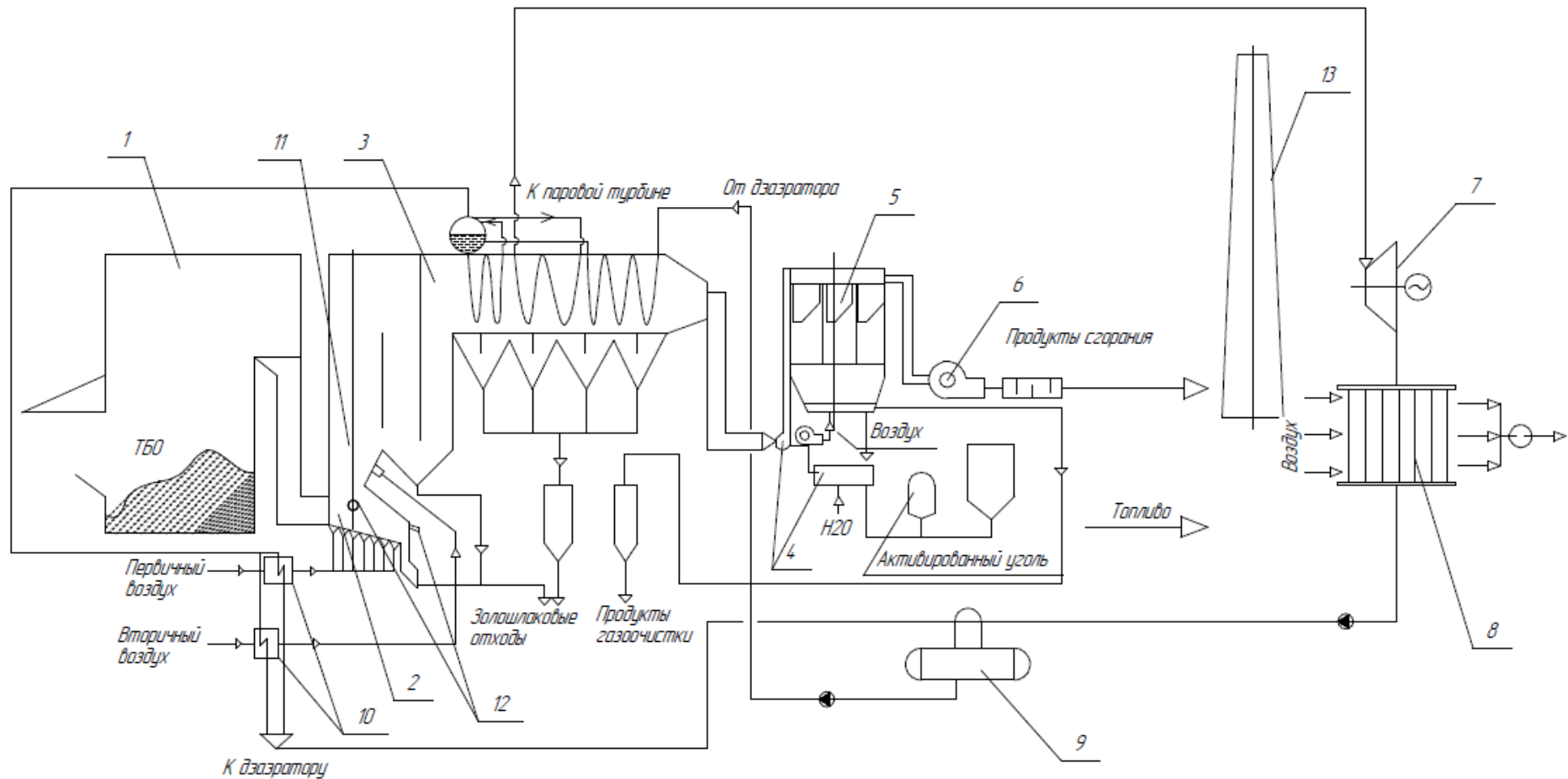


Рисунок 6.16 - Принципиальная технологическая схема ТЭС на ТКО [112]: 1 - приемный бункер ТКО; 2 - топка; 3 - котел; 4 - реактор со смесителем-увлажнителем; 5 - рукавный фильтр; 6 - дымосос; 7 –паровая турбина; 8 - воздушный конденсатор; 9 - деаэратор; 10 - воздухоподогреватели; 11 - ввод карбамида; 12 - газовые горелки; 13 -дымовая труба

Для очистки дымовых газов от оксидов азота в первый газоход котла впрыскивают карбамид 11. В качестве транспортирующего агента для впрыска используют пар из коллектора собственных нужд (КПСН).

В топку подается также фильтрат, образующийся в приемном бункере. Следует отметить, фильтрат - это влага, выделяющаяся из ТКО в количестве не более 0,5 м³/ч, и поскольку она уже учтена в исходном составе отходов, то при равномерной подаче фильтрата в топку он не оказывает практически никакого влияния на топочные процессы и работу газоочистного оборудования.

В котле осуществляется осаждение части твердых частиц летучей золы из газового потока. Газообразные продукты сгорания ТКО после котла-утилизатора проходят многоступенчатую очистку, основным оборудованием которой являются реактор со смесителем-увлажнителем 4 и рукавный фильтр 5. В смеситель-увлажнитель подают следующие реагенты: известь, активированный уголь и продукты газоочистки из рукавного фильтра. Все это перемешивается и увлажняется водой. Подача извести и воды в смеситель осуществляется с помощью регуляторов, поддерживающих заданные значения температуры и концентрации HCl, HF и SO₂.

Удаление продуктов газоочистки из рукавного фильтра осуществляют с использованием технологии кипящего слоя. Для создания эффекта кипения золы в нижнюю часть рукавного фильтра подают некоторое количество подогретого в электронагревателях воздуха. Продукты газоочистки пневмокамерными насосами направляют в специальный бункер-накопитель.

Очищенные дымовые газы дымососом 6 через шумоглушитель поступают в дымовую трубу 13.

Технологические процессы сжигания ТКО и газоочистки эксплуатируются и управляются с помощью автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП).

Тепловая схема ТЭС на ТКО выполненная с поперечными связями и двумя конденсационными паротурбинными установками, состоящими из

турбины П-12 Калужского турбинного завода и генератора Т-12-2УЗ завода ОАО «Привод» (г. Лысьва), разработана с преимущественным отпуском электроэнергии.

Данная схема имеет гибкий характер по утилизации пара, в зависимости от времени года и запроса потребителей энергии позволяет вырабатывать от 10 до 24 МВт электрической и от 2,4 до 8 ГДж/ч тепловой энергии.

К основным узлам, обеспечивающим работу всей тепловой схемы, относятся:

- главные паропроводы высокого давления и пускосбросные устройства;
- конденсатный тракт;
- деаэратор и питательный тракт высокого давления;
- трубопроводы пара собственных нужд;
- система замкнутого контура охлаждения;
- центральный тепловой пункт (ЦТП), включающий систему подогрева сетевой воды городского теплоснабжения и систему подогрева сетевой воды для отопления и горячего водоснабжения помещений ТЭС;
- трубопроводы обессоленной воды для восполнения потерь в цикле.

Большая часть пара, вырабатываемого в котлах, с параметрами 4 МПа и 400 °С поступает в общий коллектор пара высокого давления. Для регулирования температуры перегретого пара в котле используется впрыск питательной воды высокого давления. Часть пара из барабана котла с параметрами 4,5 МПа и 258 °С поступает на подогреватели первичного и вторичного воздуха, конденсат после которых под действием остаточного давления проходит через конденсатоотводчики и вторую ступень подогревателя первичного воздуха, охлаждается до температуры 100 °С и сбрасывается в деаэратор.

Для регулирования температуры уходящих газов применен байпас на линии подачи питательной воды в экономайзер, на котором устанавливается водоводяной теплообменник. Из паропровода высокого давления пар поступает в турбины и далее в воздушно-конденсационную установку (ВКУ),

где конденсируется. Из ВКУ двумя конденсатными насосами (один - рабочий, второй - резервный) конденсат направляется через эжекторную группу воздушного конденсатора, конденсатор пара уплотнений паровой турбины и подогреватель низкого давления (ПНД) в деаэратор ДП-140/65. Деаэратор обеспечивает деаэрацию основного конденсата турбины, конденсата дренажного бака, конденсата подогревателей сетевой воды ЦТП и конденсата после подогревателей воздуха. Питание деаэратора осуществляется паром от коллектора пара собственных нужд. После деаэратора вода с помощью питательных насосов через подогреватель высокого давления (ПВД) поступает опять в котел.

В тепловой схеме предусмотрена установка трех насосов питательной воды ПЭН-70-67, два - в работе, третий - резервный. Производительность каждого питательного насоса 70 т/ч и напор 6,3 МПа. Насосы питательной воды высокого давления оснащены системой рециркуляции, которая задействована при минимальном расходе питательной воды.

Тепловая схема предусматривает возможность удержания в работе котлов во время внепланового отключения паровой турбины с подводом пара в воздушный конденсатор турбины. В случае отключения паровой турбины включается байпасная система для поддержания пара высокого давления на установленном уровне. Для этого в схеме паропроводов предусматриваются две установки БРОУ производительностью 58 т/ч.

Как отмечено выше, в деаэратор пар поступает из коллектора пара собственных нужд с давлением 0,8 МПа и температурой 210 °С. Из этого же коллектора пар направляется: в ЦТП на подогреватели воды в сетях теплоснабжения и на подогреватели сетевой воды отопления помещений ТЭС; на прогрев котлов; на впрыск карбамида в котел; на подогреватель подпиточной воды.

КПСН запитывается из коллектора пара высокого давления через две РОУ производительностью по 50 т/ч и параметрами 4,0/0,8 МПа и 400/210 °С и от регулируемых отборов пара двух паровых турбин. При работе комплекса

в номинальном режиме питание коллектора собственных нужд осуществляется из отборов турбины.

В тепловой схеме комплекса предусматривается ЦТП с тепловой нагрузкой примерно 30 МВт для собственных нужд и подогрева воды для системы теплоснабжения.

Схема интеграции мусоросжигательного завода с оборудованием ТЭЦ. С учетом утверждения в 2021 году Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации перспективной схемой интеграции мусоросжигательного завода с действующим оборудованием городских ТЭЦ может стать технология, представленная на рисунке 6.18 [169]. Особенностью предложенной и запатентованной тепловой схемы является то, что для повышения общей температуры пара перед паровой турбиной до 560 °С в паропровод между котлом, сжигающим ТКО, и паровой турбиной включен водородно-кислородный парогенератор, подмешивающий высокотемпературный пар (1000 - 1500 °С). Такая схема позволит направлять перегретый пар в паропровод поперечной связи ТЭЦ и использовать для выработки электрической и тепловой энергии на существующих турбоагрегатах.

Водород и кислород на действующих ТЭЦ предлагается вырабатывать на электролизных установках в часы наименьшего электропотребления, когда стоимость электроэнергии на ОРЭМ минимальна. На большинстве отечественных ТЭЦ водород применяется для охлаждения турбогенераторов, однако имеющаяся инфраструктура рассчитана на незначительное количество произведенного в электролизных установках водорода.

Для энергетики имеет большое значение то обстоятельство, что при сгорании стехиометрической смеси водорода в кислороде образуется чистый перегретый водяной пар. Передача тепла от топлива к рабочему телу осуществляется за счет смешения продуктов сгорания (перегретого водяного пара с высокой температурой) с рабочим телом (водой или водяным паром), т.е. с минимальными потерями энергии топлива. Максимальная допустимая

температура рабочего тела в цикле при использовании водородно-кислородных парогенераторов может быть повышена до 1000 – 1500 °С.

В водородно-кислородных парогенераторах (см. рисунок 6.17) трубная система отсутствует, а зона горения ограничена экраном с тонкими стенками, не нагруженными перепадом давления. Поэтому в водородно-кислородном парогенераторе температура пара на выходе не ограничивается им самим, а зависит в основном от длительной прочности систем, использующих пар из парогенератора [170].

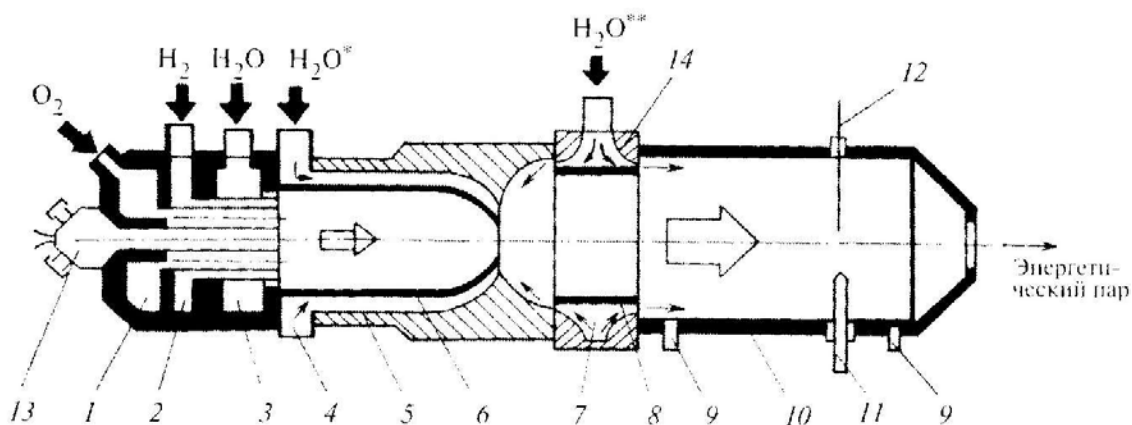


Рисунок 6.17 - Схема водородно-кислородного парогенератора: 1 - камера подачи кислорода; 2 - камера подачи водорода; 3, 4 - камеры подачи охлаждающей воды для охлаждения пламенной трубы соответственно с внутренней и внешней поверхности; 5 - корпус камеры сгорания; 6 - пламенная труба камеры сгорания; 7 - камера балластной воды; 8 - цилиндрический экран; 9 - измерители давления; 10 - корпус камеры смешения; 11 - газоанализатор; 12 - измеритель температуры; 13 - запальное устройство. 14 - корпус узла впрыскивания балластной вода

При разработках водородно-кислородных парогенераторов используется богатый опыт создания ракетных двигателей (ЖРД) и высокотемпературных паро- и газогенераторов. Вместе с тем необходимо решить ряд новых сложных научно-технических задач. В отличие от ЖРД для водородно-кислородных парогенераторов характерны сложные нелинейные связи между расходами топлива, окислителя и балластной воды, которая одновременно является теплоносителем и обеспечивает охлаждение и тепловую стабилизацию огневого блока установки [170].

Экспериментальные водородно-кислородные парогенераторы тепловой мощностью до 25 МВт созданы кооперацией ИВТ РАН - КБХА (г. Воронеж) - Центр Келдыша. В настоящее время выполняется комплекс исследований в обеспечении создания опытно-промышленных изделий.

По результатам испытаний экспериментальных изделий и исследований процессов генерации пара в различных режимах были разработаны предложения по программе дальнейших исследований и разработок опытно-промышленных прототипов водородно-кислородных парогенераторов тепловой мощностью до 30 МВт [170].

Основными преимуществами предложенной тепловой схемы интеграции мусоросжигательного завода с водородно-кислородным парогенератором в контуре действующих ТЭЦ являются:

- повышение КПД производства электроэнергии из ТКО за счет существенного повышения температуры перегретого пара перед турбинами;

- снижение капитальных затрат на сооружение ТЭС на ТКО за счет исключения затрат на строительство паросиловой части электростанции, вспомогательного оборудования (ПЭН, деаэраторы и др.), водоподготовительной установки, административно-бытовых помещений, дымовой трубы.

- участие ТЭЦ в покрытии неравномерности графика электрических нагрузок.

К сожалению, в современных условиях водородные технологии не окупаются. Предварительная оценка показала, что экономический эффект можно получить при условии увеличения отношения стоимости пиковой и провальной электроэнергии в 4 и более раза, либо при снижении энергозатрат на производство 1 нм^3 водорода в 3 и более раз [171]. Однако учитывая мировые тенденции развития водородных технологий, в частности, использования H_2 в качестве промежуточного энергоносителя, в перспективе можно рассчитывать на внедрение предложенной тепловой схемы ТЭС на ТКО.

Другим возможным решением интеграции мусоросжигательного завода с оборудованием ТЭЦ является схема, представленная на рисунке 6.19.

Для гарантированного термического разложения диоксинов и фуранов, образующихся при сжигании ТКО, предлагается газопровод дымовых газов после газоочистного оборудования мусоросжигательной установки подключить к топке парового котла (ПК) ТЭЦ. Для снижения доли дымовых газов, направляемых для термического разложения в топку парового котла, целесообразно смонтировать общий газопровод, соединяющий мусоросжигательную установку со всеми установленными на ТЭЦ паровыми котлами.

Учитывая, что температура факела в топке парового котла составляет около 1600 - 1800 °С предлагаемая схема гарантированно обеспечивает высокотемпературное разложение диоксинов и фуранов. Отличительной особенностью предложенного решения от известных аналогов [172], заключается в существенном снижении капитальных затрат связанных с необходимостью сооружения котла-утилизатора, предназначенного для термического разложения токсичных диоксинов и фуранов.

Так как в топку существующего парового котла ТЭЦ предлагается направлять дымовые газы после многоступенчатой газоочистки (система СНКВ, оборудование для улавливания «кислых» газов, система подачи угольного реагента и рукавный фильтр) то риск отложений на поверхностях нагрева парового котла практически сводится к нулю. Кроме того, следует учитывать, что общий объем дымовых газов после котла, сжигающего 21 т/ч ТКО, составляет около 108 тыс. м³/ч. Применительно к условиям Ульяновской ТЭЦ-1, на которой установлено пять энергетических котлов типа Е-480-13,8-560, общий объем дымовых газов при работе четырех ПК с номинальной нагрузкой превышает 3000 тыс. м³/ч. Таким образом, доля дымовых газов после мусоросжигания в общем балансе ТЭЦ не превышает 4 %.

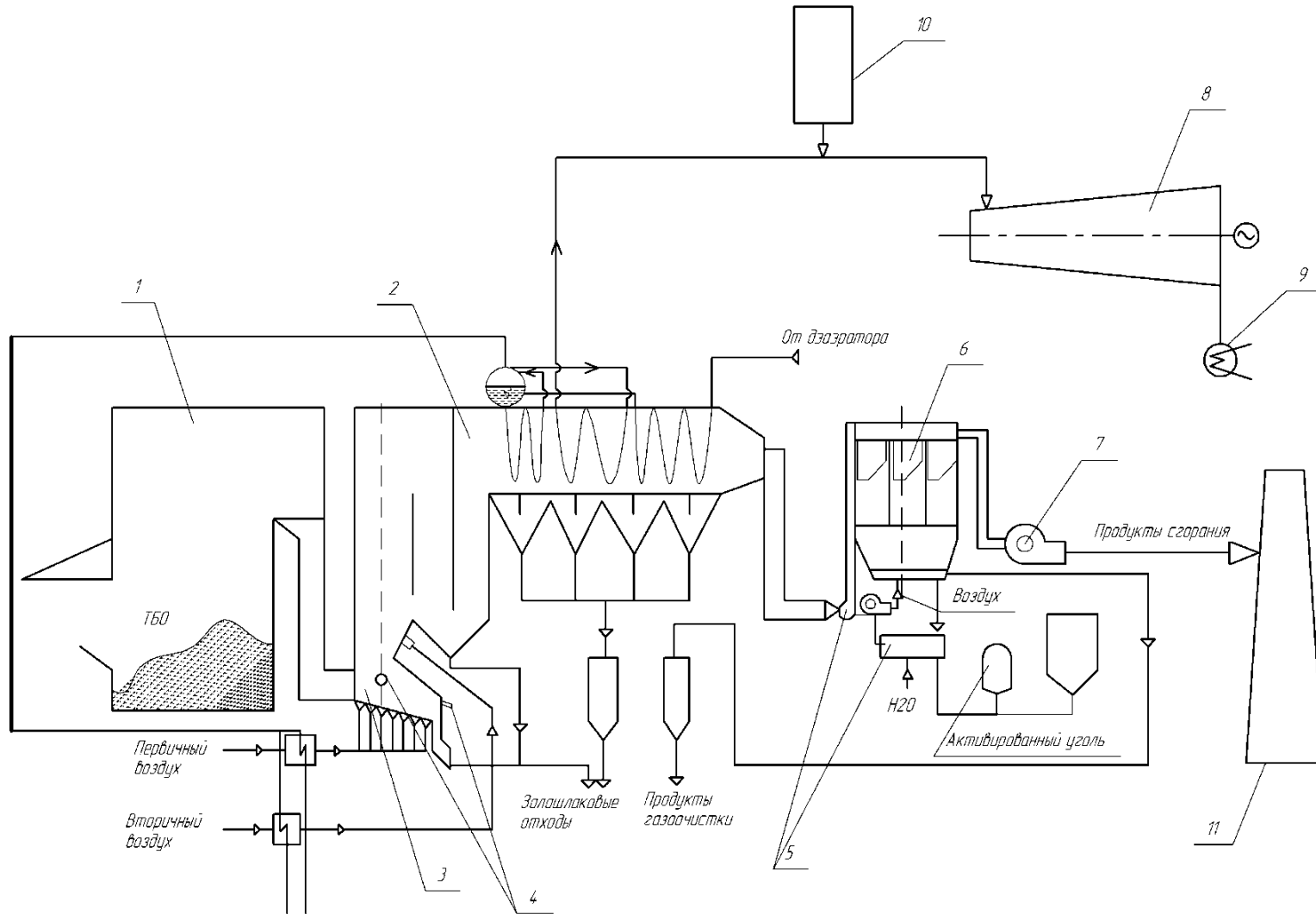


Рисунок 6.18 - Принципиальная схема мусоросжигательной установки с водородно-кислородным парогенератором на базе ТЭЦ: 1 - приемный бункер ТКО; 2 - котел; 3 - топка; 4 – газовые горелки; 5 - реактор со смесителем-увлажнителем; 6 - рукавный фильтр; 7 - дымосос; 8 –паровая турбина; 9 - конденсатор; 10 - водородно-кислородный парогенератор; 11 - дымовая труба

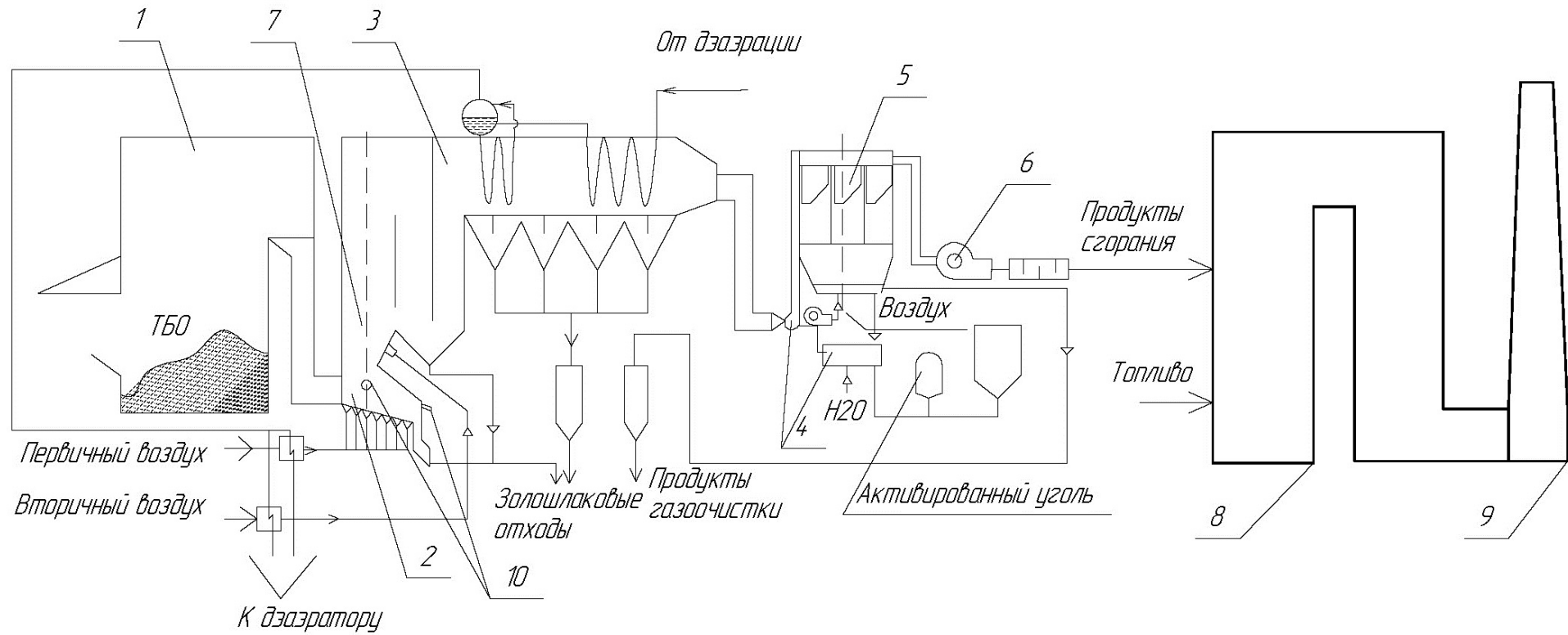


Рисунок 6.19 - Схема предлагаемой интеграции мусоросжигательной установки с котлом ТЭЦ: 1 - приемный бункер ТКО; 2 - топка; 3 - котел; 4 - реактор со смесителем-увлажнителем; 5 - рукавный фильтр; 6 - дымосос; 7 – ввод карбамида; 8 – существующий паровой котел ТЭЦ; 9 - существующая дымовая труба ТЭЦ

6.4. Предлагаемая тепловая схема установок по термической переработке отходов пластмасс на ТЭЦ

Аудиторы Счетной палаты РФ подсчитали, что в России только 7% бытового мусора отправляется на переработку. При этом 90% отходов попадает на свалки, которых в стране уже 823, или на полигоны, где уже почти не осталось места. По оценкам экспертов, к 2024 году полигоны 32 регионов больше не смогут принимать отходы. Выходом из ситуации могут стать отдельный сбор мусора и его повторная переработка.

Вторичная переработка - это рациональный принцип утилизации мусора с возвращением в хозяйственный оборот его ценных компонентов. Например, из пластика получают полимерные гранулы, которые можно использовать для изготовления пакетов, емкостей для непродовольственных товаров, технической пленки. Изношенные шины превращаются в искусственное покрытие для детских и спортивных площадок, наполнитель спортивных матов. Макулатуру используют при производстве картона, гигиенических изделий, эковаты. А вторичная переработка нефти позволяет получить синтетические ткани - полиэстер и нейлон.

С 2019 года в России началась «мусорная» реформа, которая стала частью нацпроекта «Экология». К 2024 году на переработку должно направляться до 36 % образуемого в стране бытового мусора, на сортировку – 60 %. Для этого планируется возвести более 200 перерабатывающих заводов. Принятые в 2020 году новые национальные цели развития задали еще более высокие ориентиры. Согласно им, к 2030 году планируется отправлять на сортировку 100% бытовых отходов и в двое уменьшить объем захоронения мусора на полигонах.

Основой вторичной переработки мусора является его отдельный сбор гражданами. Из того, что выброшено в бак для смешанных отходов, удастся выделить не больше 10% вторсырья. А если каждый станет предварительно сортировать мусор и выбрасывать его в контейнер на переработку, повторно можно будет использовать до 80% таких отходов.

Пластик - это самая распространенная категория отходов, контейнеры для его отдельного сбора есть в 97 городах России. В них предлагается складывать пластмассовые банки и бутылки с крышками, упаковку из прозрачного пластика, пленку.

Учитывая, что в Российской Федерации началось внедрение системы отдельного сбора коммунальных и производственных отходов, можно с уверенностью рассчитывать на реализацию проектов, направленных на переработку вторичного сырья отходов, в частности, пластика и резины в производственных масштабах.

Для переработки пластика в основном применяются экструзионные установки (см. рисунок 6.20).

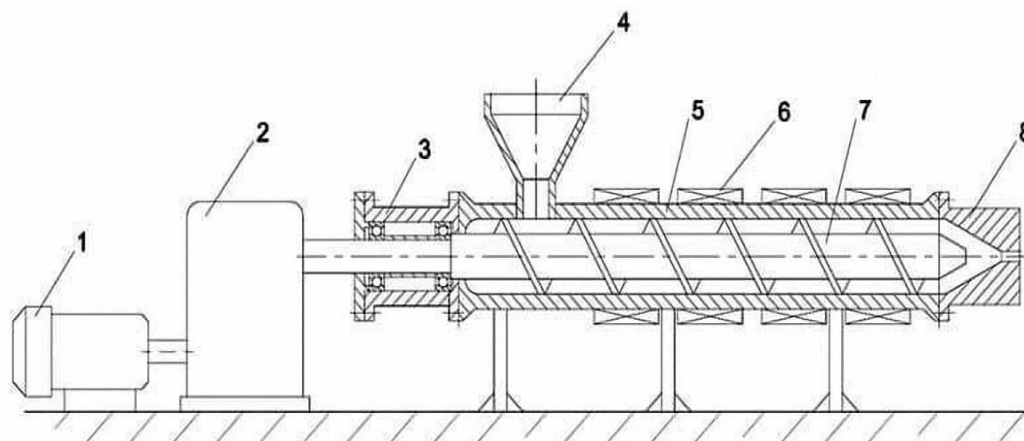


Рисунок 6.20 - Экструдер для переработки полиэтилена и полипропилена: 1 – электродвигатель; 2 – редуктор; 3 – подшипниковый узел; 4 – загрузочный бункер; 5 – корпус; 6 – электронагреватель; 7 – шнек; 8 – экструзионная головка

Экструзией называется процесс, который заключается в механическом продавливании расплавленного полимера через калибрующее отверстие с соответствующим готовому изделию профилем. В процессе переработки пластиковых изделий работа на экструдере выполняется непрерывно, что позволяет обеспечить очень высокий уровень производительности, легкую автоматизацию процессов, экономичность и высокое качество продукции.

Китайская компания «Циндао Синьдачэн» для переработки пластика предлагает экструдер типа SJS-130/26 производительностью 1000 кг/ч [130].

Преимуществами экструдеров такого типа являются:

- возможность переработки полимерного сырья с различной насыпной плотностью;
- возможность переработки пленки, дробленого полиэтилена и других отходов;
- мобильность установки благодаря наличию электронагревателя;
- экструзионное оборудование может работать непрерывно, обеспечивая 24-часовой рабочий день.

Недостатками данного экструдера являются:

- необходимость высокого качества сырья для расплавления в экструдере;
- необходимость электрической сети не ниже 380 В;
- неравномерный нагрев перерабатываемой пластмассы, вызывающий неоднородность материала;
- большие затраты электроэнергии на расплавление материала;
- недолговечность электронагревателя.

В настоящее время в РФ также существуют компании, которые производят отечественное оборудование для переработки пластика. Например, компания «Кибертехнология» предлагает экструдер типа PR-160T-RM-KH производительностью 900 кг/ч [131]. У компании имеются в наличии одношнековый и двухшнековые экструдеры с параллельными шнеками сонаправленного вращения, что позволяет перерабатывать следующие виды отходов: ПВХ, ПЭ, ПЕТ, РР, PS, ПА, РС, ABS, EVA, TPU, ТРЕ, LCP, PPS, TPR, PLA, PVA, TPV, SEBS.

Проведенный сравнительный анализ отечественных и зарубежных экструдеров, применяемых для переработки пластика, показал, что основным недостатком существующих установок является низкая энергетическая эффективность, связанная с применением электрической энергии для нагрева и плавления сырья.

По мнению автора, существенно повысить энергетическую эффективность позволяет запатентованное решение [132], представленное на рисунке 6.21.

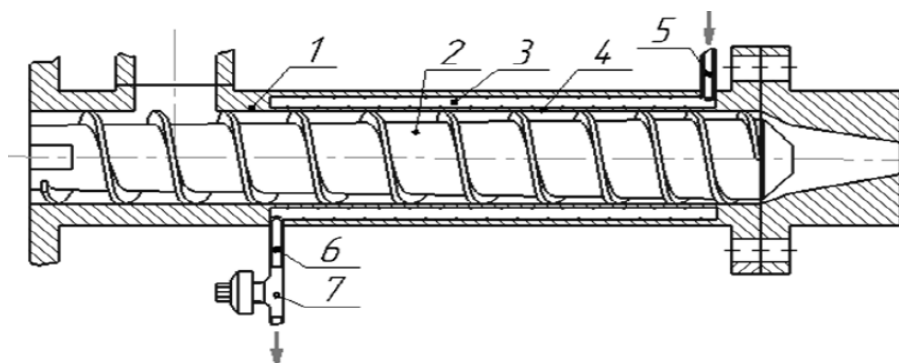


Рисунок 6.21 - Узел плавления установки по переработке полиэтилена и полипропилена: 1 - корпус установки; 2 - шнек; 3 - нагреватель, выполненный в виде полого цилиндра; 4 - зона плавления; 5 - патрубок подвода пара; 6 - патрубок отвода конденсата; 7 - конденсатоотводчик

Особенностью предложенного решения является использование пара отопительного или производственного отбора с температурами 100 - 300 °С в качестве греющей среды в экструдерах, размещаемых на городских ТЭЦ или в непосредственной близости от них. В зависимости от температуры плавления отходов пластмасс может применяться как пар отопительного, так и пар производственного отбора.

Для основных видов пластика температура плавления и размягчения находится в диапазоне от 100 °С до 270 °С [133], что позволяет применять в качестве греющего агента пар из отопительного или производственного отборов турбин ТЭЦ.

В настоящее время на ТЭЦ имеется значительный резерв тепловой мощности в паре производственного и отопительного отборов.

Основными преимуществами предлагаемого решения являются:

- низкая себестоимость отборного пара;
- снижение стоимости доставки пластика, так как ТЭЦ находится в черте города;
- более равномерный нагрев перерабатываемой пластмассы;

- увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении из-за дополнительного отбора пара для термической переработки пластика;

- возможность переработки любых типов пластмасс с различной температурой плавления;

- увеличение скорости плавления пластика за счет возможности сооружения установок с большой единичной мощностью.

Для оценки эффективности предложенного решения проведен сравнительный анализ экструдеров с электрическим и паровым нагревом, результаты которого представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Результаты сравнительного анализа экструдеров с электрическим и паровым нагревом

| Наименование величины | Предлагаемый экструдер «паровой» | Экструдер с «электрическим нагревателем» |
|--|----------------------------------|--|
| Количество перерабатываемого пластика, т/ч | 1,0 | |
| Затраты электроэнергии на плавление поликарбоната, кВт/ч | - | 102 |
| Затраты электроэнергии на плавление полипропилена, кВт/ч | - | 85 |
| Затраты электроэнергии на плавление полиэтилентерефталата, кВт/ч | - | 72 |
| Затраты электроэнергии на плавление полиуретана, кВт/ч | - | 69 |
| Стоимость электроэнергии, руб./кВт (в ценах 2023) | - | 7,95 |
| Затраты пара на плавление поликарбоната, Гкал/ч | 0,088 | - |
| Затраты пара на плавление полипропилена, Гкал/ч | 0,073 | - |
| Затраты пара на плавление полиэтилентерефталата, Гкал/ч | 0,062 | - |
| Затраты пара на плавление полиуретана, Гкал/ч | 0,059 | - |
| Стоимость пара производственного отбора, руб./Гкал | 1560 | - |
| Стоимость пара отопительного отбора, руб./Гкал | 1021 | |
| Средние затраты на плавление сырья паром производственного отбора, руб./т | 110,00 | |
| Средние затраты на плавление сырья паром отопительного отбора, руб./т | 72,00 | |
| Средние затраты на плавление сырья за счет электрического нагрева, руб./т | - | 652,00 |
| Экономия при использовании пара производственного/отопительного отборов руб./т | 542/580 | |

Представленные в таблице 6.6 результаты расчета эксплуатационных затрат на термическую переработку 1 тонны пластика убедительно доказывают эффективность использования отборного пара турбин ТЭЦ в качестве греющего агента. В сравнении с электрическим нагревом экономия от применения отборного пара турбин для плавления пластика в экструзионной установке составляет 542 руб./т и 580 руб./т, соответственно, при использовании пара производственного и отопительного отбора.

Наибольшую тепловую экономичность имеет схема с использованием в качестве греющей среды пара отопительного отбора. Для использования в экструдерах рекомендуется использовать пар регулируемого отопительного отбора турбин типа ПТ-60-130/13, так как на турбинах данного типа отопительный отбор жестко не связан с горизонтальными сетевыми подогревателями.

Помимо снижения эксплуатационных затрат на термическую переработку пластика, расширение функционала ТЭЦ позволит получать дополнительную прибыль от реализации продуктов переработки. В таблице 6.7 представлены сведения по стоимости отходов пластмасс и продуктов переработки - пластиковых гранул.

Таблица 6.7 - Стоимость переработки отходов пластмасс [135]

| Наименование пластика | Средняя стоимость отходов пластмасс в РФ за 1 тонну, руб. | Средняя стоимость гранул из отходов пластмасс в РФ за 1 тонну, руб. |
|-----------------------|---|---|
| Поликарбонат | 24000 | 79200 |
| Полипропилен | 25200 | 52800 |
| Полиэтилентерефталат | 36000 | 62400 |
| Полиуретан | 63600 | 102000 |

Из представленных в таблице 6.7 данных видно, что стоимость продуктов переработки - пластиковых гранул в несколько раз превышает стоимость исходного сырья - отходов пластмасс. В среднем разность в стоимости между

отходами пластмасс и вторичного переработанного пластика в виде гранул составляет около 20 - 40 руб./кг.

Для расчета возможного количества вторично перерабатываемых на ТЭЦ отходов пластика использовались расчетные данные о перспективных объемах утильных пластмасс, содержащихся в ТКО на территории Ульяновской области [136].

В соответствии с Территориальной схемой обращения с отходами Ульяновской области содержание пластика в ТКО составляет 13,31 %. С учетом отдельного сбора и приема на специальных пунктах можно выделить для дальнейшей переработки около 20% пластика. Для городского населения Ульяновской области, составляющего 936383 человека предполагаемый объем подлежащего переработке пластика составляет 9 970 тонн в год.

Наиболее целесообразна установка экструдеров на площадке Ульяновской ТЭЦ-1. В сравнении с традиционным электрическим нагревом применение в качестве греющей среды отборного пара турбин позволяет экономить 542 руб. с одной тонны перерабатываемых отходов пластмасс (при использовании пара производственного отбора).

По предварительным расчетам, основной экономический эффект от реализации проекта переработки пластика на ТЭЦ для условий города Ульяновска и прилегающих населенных пунктов складывается от реализации вторичного переработанного пластика в виде гранул. С учетом разности в стоимости между отходами пластмасс и вторичного переработанного пластика в виде гранул в размере 20 руб./кг выручка энергокомпании от переработки 9 970 тонн может составить 199,4 млн руб. в год.

Таким образом, расширение функционала ТЭЦ за счет термической переработки отходов пластмасс является перспективным направлением инвестиционной деятельности энергокомпаний.

6.5. Выводы по главе 6

1. Анализ существующих технологий термической переработки коммунальных и производственных отходов показал, что в настоящее время Россия значительно отстает от других развитых стран в решении вопросов энергетической утилизации отходов.

2. Наибольшее распространение в мире получили технологии со слоевым сжиганием твердых коммунальных отходов на наклонно-переталкивающих колосниковых решетках. Технологии газификации распространены в существенно меньшей степени и применяются в основном для термической переработки стабильных по составу отходов с высоким содержанием углерода. На сегодняшний день технология слоевого сжигания ТКО является наиболее предпочтительной, так как затраты на собственные нужды, связанные с подготовкой отходов, существенно ниже по сравнению с другими технологиями, при этом КПД ТЭС на ТКО в конденсационном режиме достигает 30 %.

3. Анализ экологических показателей установок по термической переработке коммунальных и производственных отходов показал, что применение современных многоступенчатых систем газоочистки обеспечивает установленные нормативы по выбросам вредных веществ, однако, у специалистов-экологов вызывает озабоченность диоксиновая проблема, связанная с термостойкостью ПХДД и ПХДФ (эффективное разложение этих веществ происходит только при температурах выше 1250 °С) и возможностью их повторного синтеза при охлаждении дымовых газов до 200 - 450 °С.

4. Практически в каждом крупном городе России с численностью населения более 300 тыс. человек установлены ТЭЦ. Данный факт является конкурентным преимуществом нашей страны при реализации проектов, направленных на эффективную термическую переработку коммунальных и производственных отходов с использованием инфраструктуры ТЭЦ. Одним из направлений повышения энергетической эффективности и инвестиционной привлекательности ТЭС на ТКО является повышение начальных параметров пара, а также снижение капитальных затрат на сооружение мусоросжигательных заводов.

5. В настоящее время в РФ реализуется «Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года». Целевым показателем Стратегии является доля утилизированных отходов в общем объеме образующихся отходов, которая должна составить 86 % к 2030 г. В соответствии с Рекомендациями по разработке региональных программ в области обращения с отходами с 1 января 2017 г. термическая утилизация несортированных твердых коммунальных отходов запрещена российским законодательством.

5.1. По мнению автора, на базе существующих ТЭЦ могут быть реализованы проекты по термической переработки отсортированных коммунальных и производственных отходов, в частности пластика и резины, в промышленных масштабах. Для термической переработки пластика и резины могут быть использованы пиролизные и экструзионные установки. Применение пиролизных методов также возможно для переработки осадка сточных вод, образующегося на канализационных очистных сооружениях городских водоканалов.

6. Для термической переработки пластика на ТЭЦ предложена новая запатентованная технология, предусматривающая использование отборного пара турбин в экструзионных установках. В сравнении с электрическим нагревом экономия от применения отборного пара турбин для плавления пластика в экструзионной установке составляет 542 руб./т и 580 руб./т, соответственно, при использовании пара производственного и отопительного отбора.

7. Проведенные расчеты показывают, что основной экономический эффект от реализации проекта переработки пластика на ТЭЦ для условий города Ульяновска и прилегающих населенных пунктов складывается от реализации вторичного переработанного пластика в виде гранул. С учетом разности в стоимости между отходами пластмасс и вторичного переработанного пластика в виде гранул в размере 20 руб./кг выручка энергокомпании от переработки 9 970 тонн может составить 199,4 млн руб. в год.

ГЛАВА 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

7.1. Методика оценки энергетической эффективности ТЭЦ при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования

Энергетические показатели работы ТЭЦ

Основное требование, которое предъявляется к энергетическим показателям работы ТЭЦ, состоит в том, чтобы они позволяли оценить экономическую эффективность как работы ТЭЦ в целом, так и производства каждого вида энергии в отдельности.

Обычно расчеты энергетических показателей ведутся для ТЭЦ в целом и отдельно для каждого теплофикационного энергоблока, энергетического котла, теплофикационного турбоагрегата и пикового котла. Такие расчеты осуществляются для различных временных периодов: года, квартала, месяца, суток.

Основные энергетические показатели работы ТЭЦ отличаются тем, что на ТЭЦ необходимо оценивать эффективность производства и отпуска электроэнергии и теплоты.

При расчетах энергетических показателей работы ТЭЦ в отечественной энергетике используют два подхода [137].

В основу первого подхода положен принцип качественного равенства (равноценности) производимых на ТЭЦ электрической и тепловой энергии. Принимается, что количество теплоты, отданной паром в конденсаторе, и такое же количество теплоты, полученной в энергетическом котле, равноценны. Все расчеты ведутся на основе закона сохранения и превращения энергии (первого закона термодинамики). Поскольку расчеты проводятся на основе балансовых уравнений, то и метод обычно называют балансовым. В теплоэнергетике этот метод называют «физическим» [2].

В основу второго подхода принято положение о том, что использование закона сохранения и превращения энергии для определения экономической эффективности работы ТЭЦ и энергетических показателей – условие необходимое, но не достаточное. Расчеты ведутся в соответствии с законом сохранения и превращения энергии, но с учетом второго закона термодинамики. В соответствии с этим законом тепловая энергия, имеющая большой энергетический потенциал (температуру, давление), всегда производит большую работу, чем то же количество теплоты с меньшим энергетическим потенциалом. При этом должна быть одинаковая температура пара при конечном расширении. Теплота превращается в работу частично, тогда как работа – в теплоту полностью. В соответствии с ограничениями, вносимыми вторым законом термодинамики, использовать балансовые уравнения, в которых имеются электроэнергия и количество теплоты разного потенциала, для расчета энергетических показателей нельзя, хотя это и не противоречит первому закону термодинамики.

«Физический» метод определения энергетических показателей [2]

Общий тепловой баланс турбины с регулируемыми отборами и конденсацией пара имеет вид

$$Q_{0к.т} = Q'_э + Q_m + Q_k, \quad (7.1)$$

где $Q'_э$ - часть общей теплоты, подведенной к турбине $Q_{0к.т}$, полностью затрачиваемая на совершение внутренней работы; Q_k - теплота конденсации пара в конденсаторе; Q_m - количество теплоты, отпускаемой с паром регулируемых отборов.

При расчете количества теплоты $Q'_э$, кВт, затраченной турбиной на производство электроэнергии, к нему относят теплоту, отданную паром в конденсаторе

$$Q'_э = Q_{0к.т} - Q_m. \quad (7.2)$$

Расход топлива, кг/с, в энергетическом котле для производства электроэнергии

$$B_э = \frac{Q'_э}{Q_n \eta_{mp} \eta_k}, \quad (7.3)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; η_{mp} – КПД транспортировки теплоты, который учитывает потери теплоты в окружающую среду на участке паропровода от энергетического котла до регулирующих клапанов турбины; η_k – КПД котла (брутто).

Коэффициент полезного действия турбоустановки по производству электроэнергии

$$\eta_{ту}^э = \frac{N_э}{Q_{ок.м} - Q_m} = \frac{N_э}{Q_э}. \quad (7.4)$$

Удельный расход топлива на единицу выработанной электроэнергии

$$b_э = B_э / N_э. \quad (7.5)$$

Чтобы найти секундный удельный расход топлива, в формулу (7.5) подставим $B_э$ и $N_э$ из зависимостей (7.3) и (7.4), тогда после преобразований получим

$$b_э = \frac{1}{Q_n^p \eta_{ту}^э \eta_{mp} \eta_k} = \frac{1}{Q_n^p \eta_{бл}^э}, \quad (7.6)$$

где $\eta_{бл}^э = \eta_{ту}^э \eta_{mp} \eta_k$ – коэффициент полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по производству электроэнергии.

Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч), для часового периода при $Q_n^p = 29,31$ кДж/г имеет вид

$$b_э = 3600 / (29,31 \eta_{бл}^э). \quad (7.7)$$

Количество теплоты, полученной внешним потребителем из регулируемых отборов, составляет

$$Q_{m.om} = Q_m \eta_m = D_m (h_m - h_{ок}) \eta_m, \quad (7.8)$$

где $h_{ок}$ – энтальпия конденсата отбираемого пара; η_m – коэффициент полезного действия турбоустановки по отпуску теплоты, равный КПД теплофикационной турбоустановки по отпуску тепловой энергии $\eta_{ту}^m$,

$$\eta_m = \eta_{ту}^m = Q_{m.om} / Q_m. \quad (7.9)$$

Коэффициент полезного действия энергоблока по отпуску тепловой энергии

$$\eta_{бл}^m = \eta_{ту}^m \eta_{mp} \eta_k. \quad (7.10)$$

Расход топлива на производство теплоты, переданной внешнему потребителю, составляет

$$B_m = \frac{Q_{m.om}}{Q_H^p \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k} = \frac{Q_{m.om}}{Q_H^p \eta_{ол}^m}. \quad (7.11)$$

Удельный расход топлива, затраченного на производство единицы теплоты, переданной внешнему потребителю

$$b_{m.э} = B_m / Q_{m.om}. \quad (7.12)$$

Здесь $Q_{m.om} = B_m Q_H^p \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k$, тогда удельный расход, г/кДж, условного топлива

$$b_y = \frac{1}{Q_H^p \eta_{my}^m \eta_{mp} \eta_k} = \frac{1}{29,31 \eta_{ол}^m} = \frac{0,034}{\eta_{ол}^m}.$$

Общий расход топлива составляет

$$B = B_э + B_m. \quad (7.13)$$

Он также может быть определен по зависимости

$$B = \frac{Q_{ок.m}}{Q_H^p \eta_{mp} \eta_k}. \quad (7.14)$$

Для того чтобы оценить общую тепловую эффективность ТЭЦ или отдельного теплофикационного энергоблока при расчете балансовым методом используют полный (общий) КПД $\eta_{ТЭЦ}^{полн}$.

Полный КПД ТЭЦ есть отношение суммарной энергии, отпускаемой ТЭЦ, к израсходованной теплоте топлива

$$\eta_{ТЭЦ}^{полн} = \frac{N_э + Q_{m.om}}{B Q_H^p} = \frac{N_э + Q_m \eta_m}{B Q_H^p}, \quad (7.15)$$

где $N_э$ – электроэнергия вырабатываемая на клеммах генератора; $Q_{m.om}$ – количество теплоты, полученной внешним потребителем.

Показателем, характеризующим эффективность производства электроэнергии на теплофикационном турбоагрегате, служит удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\varepsilon = N_m / Q_m. \quad (7.16)$$

Здесь N_m – электроэнергия, производимая отборным паром с расходом D_m в проточной части до места его отбора. При расчете N_m необходимо учитывать влияние пара нерегулируемых отборов, если они существуют.

Если не учитывать влияние нерегулируемых отборов и наличие промежуточного перегрева пара, то

$$\varepsilon = \frac{N_m}{Q_m} = \frac{D_m(h_0 - h_m)}{D_T(h_m - h_{0к})} = \frac{h_0 - h_m}{h_m - h_{0к}}. \quad (7.17)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении увеличивается при уменьшении давления и температуры отборного пара, увеличении η_{oi} проточной части и количества отбираемой теплоты.

Энергетические показатели теплоэлектростанций, рассчитанные балансовым (физическим) методом, имеют ряд особенностей. Расход топлива на производство электроэнергии ТЭЦ, определяемый по (7.3), учитывает количественные величины теплоты, но не учитывает их энергетические потенциалы. Числитель (7.3) представляет собой разность количества теплоты $Q_{0к.т}$, переданной энергетическим котлом на вход турбины, и количества теплоты Q_T , отпущенной с паром регулируемого отбора. Однако энергетический потенциал (температура и давление) пара с количеством теплоты $Q_{0к.т}$ всегда выше, чем пара с количеством теплоты Q_T если последний отбирается из проточной части. Падение энергетического потенциала происходит за счет предварительной работы потока пара с расходом D_T впоследствии направляемого к тепловому потребителю, которому передается количество теплоты Q_T . Предварительная работа происходит на участке проточной части от входа пара в турбину до места отбора. Затраты топлива на производство этой дополнительной работы в формуле (7.3) не учитываются. Это приводит к тому, что абсолютный и удельный расходы топлива на производство электроэнергии занижаются, а на производство теплоты, отпускаемой внешнему потребителю, – завышаются.

Затраты топлива на отпущенную тепловому потребителю тепловую энергию зависят только от КПД энергетического котла η_k и не зависят от энергетического потенциала отбираемого пара.

Расчет энергетических показателей с учетом первого и второго законов термодинамики [137]

Поскольку тепловая и электрическая энергии качественно неравноценны, то для их сопоставления нужна единая мера, позволяющая количественно оценить каждый вид энергии с учетом качественных особенностей. Нужен общий эквивалент для того, чтобы выработанную ТЭЦ энергию – теплоту и электричество – привести к единому по качеству виду. С этой целью можно всю энергию, вырабатываемую на ТЭЦ, перевести в электрическую, определив возможную выработку электроэнергии отборным паром. Другим вариантом может быть использование коэффициента ценности теплоты отборного пара, учитывающего снижение его энергетического потенциала в проточной части от ввода в турбину до места отбора. Можно использовать общую меру для определения качества энергии. Такой мерой может служить максимальная работоспособность рабочего тела – эксергия. Эксергия – работа, совершаемая рабочим телом, осуществляющим цикл Карно между двумя источниками теплоты, когда в качестве нижнего источника служит окружающая среда с температурой T_0 , К.

В любом случае необходимо учитывать требования второго закона термодинамики, в соответствии с которыми электрическая энергия и теплота, производимые на ТЭЦ, должны быть приведены к единому по качеству виду.

Рассмотрим вариант с пересчетом тепловой энергии отборного пара в электрическую. Отборный пар, имеющий энтальпию h_m , может выработать электроэнергию, составляющую

$$\Delta N_э = D_m(h_m - h_k)\eta_m\eta_э$$

где h_k – энтальпия пара в конденсаторе.

В том случае, если имеется несколько регулируемых отборов,

$$\Delta N_э = \sum_1^z D_{mj}(h_{mj} - h_k)\eta_m\eta_э, \quad (7.18)$$

где z – число отборов; D_{mj} и h_{mj} – расход пара и его энтальпия в соответствующем регулируемом отборе.

Суммарная энергия, произведенная турбоагрегатом и приведенная к электроэнергии, имеет вид

$$N_{\text{эф}} = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{э}}, \quad (7.19)$$

Тогда удельный расход топлива на единицу суммарной приведенной электроэнергии можно записать в виде

$$b_{\text{эф}} = B/N_{\text{эф}} \quad (7.20)$$

где B – общий расход топлива в энергетическом котле [см. (7.14)].

Расход топлива на производство электроэнергии

$$B_{\text{э}} = N_{\text{э}} b_{\text{эф}} \quad (7.21)$$

Расход топлива на производство отпущенной тепловой энергии

$$B_m = \Delta N_{\text{э}} b_{\text{эф}} \quad (7.22)$$

Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии

$$b_{\text{э}} = b_{\text{эф}} \quad (7.23)$$

Удельный расход топлива на производство единицы теплоты, переданной внешнему потребителю, рассчитывается по зависимости (7.12). Полученный по этой формуле удельный расход топлива есть средний удельный расход для всех потоков переданной теплоты. При нескольких отборах в знаменателе (7.12)

$$Q_{m.om} = \sum_1^z Q_{m.omj}.$$

Коэффициент полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по производству электроэнергии рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \quad (7.24)$$

Коэффициент полезного действия теплофикационной турбоустановки по производству электроэнергии определяется в виде

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тр}}}. \quad (7.25)$$

Для определения коэффициента полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по отпуску тепловой энергии внешнему потребителю можно использовать зависимость

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{э}} = \frac{Q_{m.om}}{B_m Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \quad (7.26)$$

Для оценки эффективности обоих видов энергии используется КПД, называемый энергетическим, который для теплофикационного энергоблока или ТЭЦ определяется как

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{эн}} = \frac{N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{э}}}{B Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \quad (7.27)$$

Для теплофикационной установки энергетический КПД имеет вид

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{эн}} = \frac{N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{э}}}{B Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тр}}}. \quad (7.28)$$

Этот КПД аналогичен электрическому КПД конденсационной турбоустановки.

Использование коэффициента ценности теплоты отборного пара [138]

Коэффициент ценности теплоты отборного пара численно равен относительной величине недовыработанного им теплоперепада в проточной части теплофикационной турбины.

Для турбоустановок с промежуточным перегревом пара с учетом того, что коэффициент ценности теплоты отборного пара ζ_m и коэффициент недовыработки y_m равны друг другу, коэффициент ζ_m можно определить в соответствии с зависимостью

$$\zeta_m = y_m = \frac{h_m - h_{\text{к}}}{h_0 + \Delta h_{\text{н.п}} - h_{\text{к}}}, \quad (7.29)$$

где $\Delta h_{\text{н.п}}$ – изменение энтальпии пара в промежуточном перегревателе.

Следовательно, потоки тепловой энергии можно складывать, если каждый будет умножен на свой коэффициент ценности. Противоречия со вторым законом термодинамики не будет.

С учетом изложенного расход теплоты для производства электроэнергии теплофикационного турбоагрегата будет иметь вид

$$Q_{\text{э}} = Q_{0\text{к.т}} - Q_m \zeta_m,$$

при наличии отборов

$$Q_{\text{э}} = Q_{0\text{к.т}} - \sum_1^z Q_m \zeta_{mj}. \quad (7.30)$$

Тогда расход топлива на производство электроэнергии

$$B_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тр}}}. \quad (7.31)$$

Расход топлива на производство тепловой энергии для внешнего потребителя

$$B_m = \frac{Q_m \zeta_m}{Q_n^p \eta_k \eta_{тр}} \quad (7.32)$$

или при наличии нескольких отборов

$$B_m = \frac{\sum_1^Z Q_m \zeta_{mj}}{Q_n^p \eta_k \eta_{тр}}. \quad (7.33)$$

Удельные расходы топлива определяются по зависимостям (7.5) и (7.12). Как и в предыдущем варианте, удельный расход топлива на производство единицы переданной внешнему потребителю теплоты, рассчитанный по зависимости (7.12), является средним для всех отборов, если в знаменателе этой зависимости вместо $Q_{m,om}$ записать $\sum_1^Z Q_{mj}$.

Коэффициенты полезного действия по производству электроэнергии для теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) и для теплофикационной турбоустановки вычисляются по (7.24) и (7.25).

Коэффициент полезного действия для теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по отпуску тепловой энергии внешнему потребителю рассчитывается по зависимости (7.26).

Использование эксергии [138]

Максимальная работоспособность потока тепловой энергии – эксергия – в термодинамике определяется как

$$E = Q \left(1 - \frac{T_0}{T_1} \right) = Q \tau_e, \quad (7.34)$$

где T_0 , T_1 – абсолютные температуры окружающей среды и верхнего источника теплоты; τ_e – эксергетическая температурная функция.

Величина $\left(1 - \frac{T_0}{T_1} \right)$ есть термический КПД цикла Карно, осуществленного в температурном интервале от T_1 до T_0 . В случае, если передача теплоты в верхнем тепловом источнике проходит при переменной температуре, рассчитывается средняя температура отвода теплоты

$$T_{ср} = (h_0 - h_k) / (s_n - s_k); \quad (7.35)$$

здесь h_0 , h_k , s_n , s_k – энтальпии и энтропии начального и конечного состояний пара.

С учетом этого зависимость (7.34) запишется в виде

$$E = Q \left(1 - \frac{T_0}{T_{cp}} \right) = Q \tau_{еср}. \quad (7.36)$$

Для определения энергетических показателей с использованием эксергии вначале вычисляются эксергии всех энергетических потоков. Эксергия потока отборного пара

$$E_m = Q_m \tau_{ен}. \quad (7.37)$$

Если имеют место несколько регулируемых отборов, то необходимо суммировать эксергии всех тепловых потоков:

$$E_m = \sum_1^z Q_{mj} \tau_{енj}. \quad (7.38)$$

При расчете эксергии теплоты, полученной внешним тепловым потребителем, например с сетевой водой, необходимо эксергию отборного пара умножить на эксергетический КПД сетевого подогревателя $\eta_{ес.н}$, который определяется по формуле

$$\eta_{ес.н} = \tau_{ес.с} / \tau_{ен}, \quad (7.39)$$

где $\tau_{ес.с}$ – эксергетическая температурная функция сетевой воды,

$$\tau_{ес.с} = 1 - \frac{T_0}{T_{с.с}}. \quad (7.40)$$

В этой формуле $T_{с.с}$ – средняя температура сетевой воды, которая вычисляется по формуле

$$T_{с.с} = (T_{с2} - T_{с1}) / \ln(T_{с2} / T_{с1}), \quad (7.41)$$

где $T_{с1}$, $T_{с2}$ – температуры сетевой воды на входе в сетевой подогреватель и выходе из него, К.

Количество эксергии, полученное внешним потребителем, или, что одно и то же, повышение работоспособности рабочего тела за счет полученной теплоты

$$E_{от} = E_m \eta_{ес.н}. \quad (7.42)$$

В том случае, если имеют место несколько регулируемых отборов, определяется сумма эксергий потоков:

$$E_{от} = \sum_1^z E_{mj} \eta_{ес.нj}. \quad (7.43)$$

Общая эксергия всех энергетических потоков, отпущенных теплофикационным энергоблоком, определяется в виде

$$E_{\text{бл}} = E_{\text{э}} + E_{\text{от}} = E_{\text{э}} + \sum_1^z E_{mj} \eta_{\text{ес.н}j}. \quad (7.44)$$

Здесь $E_{\text{э}} = N_{\text{э}}$.

Удельный расход топлива на единицу отпущенной эксергии

$$b_e = B/E_{\text{бл}}. \quad (7.45)$$

Удельный расход топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии

$$b_{\text{э}} = b_e. \quad (7.46)$$

Удельный расход топлива на единицу отпущенной теплоты

$$b_{mj} = b_e \tau_{ej}; \quad (7.47)$$

здесь τ_{ej} – эксергетическая температурная функция соответствующего потока.

Зная удельные расходы, можно определить абсолютные значения расхода топлива.

Если расчет эксергии проводится по отпущенным потокам энергии, то расход топлива на производство электроэнергии будет иметь вид

$$B_{\text{э}} = b_{\text{э}} \mathcal{E}_{\text{от}} = b_{\text{э}} (\mathcal{E}_{\text{э}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}}), \quad (7.48)$$

а расход топлива на производство теплоты для каждого внешнего потребителя будет определяться по формуле

$$B_{mj} = b_{mj} Q_{mj} \eta_{\text{ес.н}j}. \quad (7.49)$$

Общий расход топлива на производство теплоты находится простым суммированием абсолютных расходов топлива, затраченных на каждый поток. Коэффициент полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по производству электроэнергии вычисляется по формуле

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{э}} / (B_{\text{э}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}). \quad (7.50)$$

Коэффициент полезного действия теплофикационного энергоблока (ТЭЦ) по отпуску тепловой энергии внешнему потребителю определяется по зависимости

$$\eta_{\text{бл}}^{\text{т}} = Q_{\text{от}} / (B_{\text{т}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}). \quad (7.51)$$

Для оценки тепловой экономичности ТЭЦ или отдельного теплофикационного энергоблока используется эксергетический КПД

$$\eta_{e \text{ бл}} = \frac{\mathcal{E}_{om} + E_{om}}{BQ_H^p}. \quad (7.52)$$

Здесь \mathcal{E}_{om} – отпущенная электроэнергия, равная $\mathcal{E}_э - \mathcal{E}_{с.н.}$.

Особенность энергетических показателей тепловой экономичности ТЭЦ, определенных с учетом работоспособности потоков энергии, состоит в том, что они позволяют оценить тепловую эффективность каждого потока. Чем выше энергетический потенциал отбираемой энергии, тем больше будут затраты топлива на ее производство. Эксергетический КПД ТЭЦ в отличие от полного КПД, рассчитанного по балансовому методу, учитывает влияние начальных параметров и внутрицикловые потери. Однако, позволяя оценивать эффективность совместного отпуска тепловой и электрической энергии ТЭЦ и проводить анализ совершенства самих циклов, эксергетический КПД ТЭЦ не определяет эффективность теплофикации и экономию топлива в системе ТЭЦ. Это объясняется тем, что все рассмотренные показатели, в том числе и эксергетический КПД, относятся к самой электростанции, в то время как эффективность ТЭЦ определяется по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

«Пропорциональный» метод определения энергетических показателей [3]

Как было сказано выше, расчет энергетических показателей ТЭЦ может быть произведен при помощи балансовых уравнений («физический» метод) без учета или с учетом ограничений, которые накладывает второй закон термодинамики.

Если рассматривать комбинированное производство тепловой и электрической энергии, то в случае использования балансовых уравнений без учета ограничений второго закона термодинамики вся экономия топлива относится только к выработке электроэнергии. А при учете второго закона термодинамики – к выработке теплоты.

При условии одинаковых затрат топлива энергетическими котлами ТЭЦ, а также объемов и параметров отпускаемых видов энергий, в первом случае

себестоимость производства электроэнергии будет меньше, а теплоты соответственно больше, чем во втором.

Как известно, до 1996 на ТЭС РАО «ЕЭС России» применялся «физический» метод расчета расхода топлива на каждый из видов энергии, который был основан на расчете балансовых уравнений потоков энергии без учета действия второго закона термодинамики [2].

В целях повышения конкурентоспособности выработки теплоты ТЭЦ в 1995 г. РАО «ЕЭС России» было принято решение изменить метод распределения экономии топлива от теплофикации между видами энергии. Но переход на метод, который полностью соответствует первому и второму законам термодинамики, был признан несвоевременным, в связи с резким увеличением при этом тарифов на электроэнергию. Как итог, в качестве официального с 1996 г. на ТЭС РАО «ЕЭС России» был установлен метод, предложенный АО «Фирма ОРГРЭС», по которому экономия топлива от теплофикации распределяется между электроэнергией и теплотой в равных долях [3]. На электростанциях этот метод получил название «пропорциональный» [137].

Ниже представлены основные формулы для расчета энергетических показателей ТЭЦ «пропорциональным» методом [3].

Расчетная формула для определения расхода топлива на отпущенную электроэнергию по этой методике имеет вид

$$B_{\mathcal{E}} = BK_{\mathcal{E}} \frac{\mathcal{E}_{om}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H}}, \quad (7.53)$$

где B – полный расход условного топлива энергетическими котлами; $K_{\mathcal{E}}$ – доля топлива, относимая на выработку электроэнергии; \mathcal{E} – вырабатываемая электроэнергия; \mathcal{E}_{om} – электроэнергия, отпущенная с шин электростанции; $\mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, при выработке электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}}^{c.H} = \mathcal{E}_m^{c.H} + K_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_k^{c.H}, \quad (7.54)$$

где $\mathcal{E}_m^{c.H}$ и $\mathcal{E}_k^{c.H}$ – расходы электроэнергии на собственные нужды соответственно турбин и котлов.

Коэффициент $K_{\mathcal{E}}$ определяется по зависимости

$$K_9 = \frac{Q_9 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_9}{Q_9 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_9 + Q_{om} + Q_{om}^{nom}}, \quad (7.55)$$

где Q_9 – количество теплоты, затраченной на производство электроэнергии; Q_{om} – суммарная теплота, отпущенная внешним потребителям с водой и паром, в том числе в обвод турбины; Q_{om}^{nom} – технологические потери теплоты при ее отпуске; $Q_m^{c.H}$ – расход теплоты на собственные нужды турбин; ΔQ_9 – увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии при условном замещении отпуска теплоты от турбин отпуском ее непосредственно от котлов и выработке всей электроэнергии по конденсационному циклу (переход от комбинированного производства к раздельному при одинаковой электрической мощности).

$$\Delta Q_9 = \sum_1^z Q_{mj} (1 - \zeta_{mj}), \quad (7.56)$$

где z – число отборов теплоты от турбоагрегатов внешним потребителям; Q_{mj} – количество теплоты, отпущенной внешним потребителям из данного отбора; ζ_{mj} – коэффициент ценности теплоты пара, отпускаемого из данного отбора.

$$\zeta_{mj} = \frac{h_{mj} + \Delta h_{n,n} - h_k}{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_k} \left(1 + K \frac{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_{mj}}{h_0 + \Delta h_{n,n} - h_k} \right), \quad (7.57)$$

где h_0 и h_{mj} – энтальпия пара перед турбиной и в каждом из отборов; h_k – энтальпия пара в конденсаторе при фактической мощности турбоагрегата; K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной; $\Delta h_{n,n}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе котла (для турбин без промежуточного перегрева пара $\Delta h_{n,n}$ не учитывается).

Числитель (7.55) выражает затраты теплоты на выработку электроэнергии по конденсационному циклу, а знаменатель – суммарные затраты теплоты в раздельном производстве электроэнергии и теплоты. Таким образом, расход топлива, затраченного энергетическими котлами при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты, распределяется между ними пропорционально расходам теплоты при их раздельном производстве на данной ТЭЦ. В результате экономия топлива, полученная при комбинированном производстве, распределяется между электроэнергией и теплотой в равных долях.

Фактические удельные расходы условного топлива на отпущенные электроэнергию $b_{э}$, г/(кВт·ч), и теплоту b_m кг/ГДж, определяются по формулам:

$$b_{э} = \frac{B_{э}}{Q_{ом}} \cdot 10^3; \quad (7.58)$$

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{ом}} \cdot 10^3. \quad (7.59)$$

В этих формулах $B_{э}$, т, рассчитываются по (7.53); B_m – затраты условного топлива энергетическими котлами на отпущенную теплоту, т,

$$B_m = B - B_{э}. \quad (7.60)$$

Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту, кг/ГДж, при учете затрат в ПВК вычисляется как

$$b_m = \frac{B_m + B_{ПВК}}{Q_{ом} + Q_{ом}^{ПВК}} \cdot 10^3 = \frac{B_{мэц}}{Q_{ом}^{мэц}} \cdot 10^3. \quad (7.61)$$

Для планирования затрат топлива на перспективный период, в том числе и удельных расходов топлива, расчеты ведутся по показателям турбин и котлов, определяемым по энергетическим характеристикам оборудования и прогнозам отпуска электроэнергии и теплоты.

В качестве основы для таких расчетов берутся удельные расходы топлива при раздельном производстве электроэнергии и теплоты с введением коэффициентов, учитывающих эффективность комбинированного производства этих видов энергий:

$$b_{э} = \frac{q_m^H K_m \cdot 10^4}{\eta_k^H \eta_{mp} \cdot 29,3} \frac{1}{K_k} = \frac{b_{э,разд}}{K_k}. \quad (7.62)$$

$$b_m = \frac{(100 + \alpha_{ном}) \cdot 10^5}{\eta_k^H \eta_{mp} \cdot 29,3} \frac{1}{K_k} + \frac{(\mathcal{E}_{менл} + \mathcal{E}_{нар}) b_{э}}{Q_{ом}} = \frac{b_{м,разд}^{э,к}}{K_k} + \Delta b_{м.э.к}, \quad (7.63)$$

где q_m^H – удельный расход теплоты (нетто) турбоагрегатами на производство электроэнергии, кДж/(кВт·ч); $b_{э,разд}$ и $b_{м,разд}^{э,к}$ – удельные расходы топлива при раздельном производстве; η_k^H – КПД котла (нетто), %; $\alpha_{ном}$ – доля технологических потерь теплоты при его отпуске (обычно принимается 1 – 2 %); 29,3 – низшая теплота сгорания условного топлива, кДж/г; $\mathcal{E}_{менл}$ – затраты электроэнергии на теплофикационную установку (сетевые, подпиточные насосы теплосети, конденсатные насосы бойлеров, часть насосов водоподготовительной

установки); $\mathcal{E}_{нар}$ – затраты электроэнергии на механизмы подготовки химически очищенной воды, восполняющей невозврат конденсата от потребителей пара; K_k – коэффициент, характеризующий отношение полного расхода топлива энергетическими котлами при раздельном производстве к расходу топлива этими котлами при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты одних и тех же количеств и параметров (этот показатель отражает экономию топлива от теплофикации),

$$K_k = \frac{Q_3 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_3 + Q_{om} + Q_{om}^{nom}}{Q_3 + Q_m^{c.H} + Q_{om} + Q_{om}^{nom}}; \quad (7.64)$$

K_m – коэффициент, характеризующий увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии при переходе от комбинированного к раздельному производству,

$$K_m = \frac{Q_3 + Q_m^{c.H} + \Delta Q_3}{Q_3 + Q_m^{c.H}}. \quad (7.65)$$

Увеличение расхода теплоты на производство электроэнергии ΔQ_3 определяется по энергетической характеристике турбины $q_m = f(N_3; Q_m)$:

$$\Delta Q_3 = \sum_1^Z (q_3^o - q_{3j}) N_3, \quad (7.66)$$

где q_3^o – удельный расход теплоты (брутто) на произведенную электроэнергию при отсутствии отпуска теплоты из отборов; q_{3j} – удельный расход теплоты (брутто) на произведенную электроэнергию при данном отборе пара (регуляторы давления в отборах включены); N_3 – прогнозируемая электрическая нагрузка.

Удельный расход топлива на выработку теплоты энергетическими котлами без учета затрат $\mathcal{E}_{тепл}$ и $\mathcal{E}_{нар}$ определяется как

$$b_{m.c.p}^{э.к} = \frac{(100 + \alpha_{ном}^{э.к})(100 - \alpha_{нвк} - \alpha_{нас})}{\eta_k \eta_{mp} Q_n^p K_k}. \quad (7.67)$$

Здесь $\alpha_{ном}^{э.к}$ – относительные потери, связанные с отпуском теплоты от энергетических котлов, %,

$$\alpha_{ном}^{э.к} = \frac{Q_{om}^{пот.э.к}}{Q_{om}^{теп} - Q_{om}^{нвк} - Q_{нас}^{э.б}} \cdot 10^2; \quad (7.68)$$

$Q_{om}^{нвк}$, $\alpha_{нвк}$ – абсолютное и относительное, %, количества теплоты, отпускаемой от пиковых водогрейных котлов,

$$\alpha_{нвк} = \frac{Q_{от}^{нвк}}{Q_{от}^{тэц}} \cdot 10^2; \quad (7.69)$$

$Q_{нас}^{з.в}$, $\alpha_{нас}$ – абсолютное и относительное количества отпускаемой теплоты, за счет нагрева воды в сетевых насосах,

$$Q_{нас}^{з.в} = 3,6 \mathcal{E}_{сет} \eta_{нас} \cdot 10^{-2}; \quad (7.70)$$

$$\alpha_{нас} = \frac{Q_{нас}^{з.в}}{Q_{от}^{тэц}} \cdot 10^2; \quad (7.71)$$

$\mathcal{E}_{сет}$ – расход электроэнергии на сетевые насосы, тыс. кВт·ч; $\eta_{нас}$ – электромеханический КПД сетевых насосов, %.

Для теплоты, отпускаемой от котлов в обвод турбин (при отдельном производстве),

$$b_{э.разд}^{э.к} = b_{т.сп}^{э.к} K_k. \quad (7.72)$$

«Пропорциональный» метод (в отличие от «физического») дает возможность дифференцировать средний по ТЭС или блоку удельный расход топлива на отпускаемую теплоту в зависимости от теплоносителя и параметров пара, используемого для теплоснабжения потребителей.

Для каждого j -го источника теплоты

$$b_{тj}^{э.к} = b_{т.разд}^{э.к} - \frac{b_{т.разд}^{э.к} - b_{т.сп}^{э.к}}{1 - \zeta_{спj}} (1 - \zeta_{mj}), \quad (7.73)$$

ζ_{mj} – коэффициент ценности теплоты пара каждого из отборов (для свежего пара $\zeta_{mj} = 1$, а для теплоты отпускаемой от конденсатора турбины при нормальном вакууме, $\zeta_{mj} = 0$; $\zeta_{спj}$ – средневзвешенный по всем источникам коэффициент ценности теплоты отборного пара,

$$\zeta_{спj} = \sum \frac{(Q_{отj} \zeta_{mj})}{Q_{отj}}. \quad (7.74)$$

В том случае, если от энергетического котла (теплота отпускается со свежим паром (через БРОУ), в (7.74) коэффициент ценности теплоты этого потока пара $\zeta_m = 1,0$.

В общем случае отпуск теплоты с паром осуществляется от РОУ и производственных отборов турбин (непосредственный отпуск пара потребителям), а также от конденсаторов, из регулируемых и нерегулируемых

отборов турбин (подогрев сетевой воды, возвращаемого потребителями конденсата и добавки сетевой воды, восполняющей невозврат конденсата). При отпуске теплоты с горячей водой, кроме перечисленных источников, используются пиковые водогрейные котлы. Поэтому удельный расход топлива на отпуск теплоты для каждого вида теплоносителя (пара, горячей воды) и теплоносителя каждого параметра (пара различного давления, горячей воды на отопление, технологические нужды, горячее теплоснабжение) определяется как средневзвешенная величина $b_{mj}^{э.к}$, а эквивалентные удельные расходы, соответствующие израсходованной при этом электроэнергии, составляют:

$$\Delta b'_{m.э.кв} = \frac{\partial_{нар} b_{э}}{Q_{от}^{нар}}; \quad (7.75)$$

$$\Delta b''_{m.э.кв} = \frac{\partial_{мен} b_{э}}{Q_{от}^{э.в}}. \quad (7.76)$$

Значения удельных расходов, определяемые выражениями (7.75) и (7.76), добавляются к значению $b_{mj}^{э.к}$ для получения полного удельного расхода топлива.

Оценка энергетической эффективности ТЭЦ методом удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении

Представленные расчетные зависимости для «физического» и «пропорционального» методов официально утверждены в Методических указаниях по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95. Однако выполнение расчетов технико-экономических показателей в соответствии с РД 34.08.552 требует значительного количества исходных данных по режимам работы оборудования, что затрудняет их применение для предпроектной оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ.

В подавляющем большинстве инженерных задач оценка структурных и режимных изменений может быть выполнена с использованием более простых методов решения, которые нередко не уступают по точности базовым методам.

К таким методам относятся: метод расчета приращения потоков [139 - 145]; метод коэффициентов относительной эффективности отборов [146]; методы термодинамического анализа [147 - 151]; метод определения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП) [152, 153]; метод коэффициентов ценности теплоты [140, 154]; метод коэффициентов изменения мощности [155]; метод эквивалентных теплопадений [156, 157]; метод энергетических коэффициентов [157]; метод коэффициентов приращения мощности [158].

Ниже представлены формулы для оценка энергетической эффективности ТЭЦ методом удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Мощность N_{mf} , кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев теплоносителей на i -ом участке схемы установки (дополнительная теплофикационная мощность), рассчитывается по формуле

$$N_{mf.i} = D_i(h_o - h_i)\eta_\varepsilon\eta_m, \quad (7.77)$$

где D_i – расход пара отпускаемого из отбора на подогрев потоков теплоносителя, кг/с; h_o , h_i – энтальпии острого пара и пара из i -го отбора; η_ε , η_m – электрический и механический КПД турбогенератора.

На величину мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, существенно влияет дополнительная мощность $N_{рег}$ [159], которая вырабатывается паром регенеративных отборов при подогреве конденсата пара, используемого для подогрева теплоносителей на i -м участке схемы.

Учет $N_{рег.i}$ возможен путем введения в выражение для определения $N_{mf.i}$ коэффициента k_r , который учитывает регенеративный подогрев конденсата пара отборов турбины. Таким образом

$$N_{mf.i} = k_r D_i(h_o - h_i)\eta_\varepsilon\eta_m. \quad (7.78)$$

Проф. Г.А. Шапиро рекомендовал принимать величину k_r фиксированной, равной 1,16 [160]. Однако целесообразно предварительно уточнять величину k_r , так как в зависимости от тепловых режимов даже при использовании одной и той

же схемы величина k_r изменяется в пределах 1,10 – 1,20 [159], т.е. достаточно сильно сказывается на точности расчетов.

Следует отметить, что в некоторых случаях расчет по формулам (7.77) и (7.78) невозможен. Для тепловых схем, не предусматривающих применение отборного пара, но предполагающих использование подогревателей системы регенерации турбин для подогрева потоков теплоносителей, вся дополнительная электрическая мощность $N_{регi}$ объясняется увеличением расходов пара на регенеративные подогреватели.

Для определения $N_{регi}$ применяется методика расчета, при которой в схему турбоустановки вводятся условные эквивалентные регенеративные подогреватели, предложенная в 60-е годы XX в. проф. Е.Я. Соколовым [52] для упрощения расчета тепловых схем. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора $h_{регi}^3$, заменяющего все действительные регенеративные отборы, паром которых подогревается конденсат i -го отбора, определяется как

$$h_{регi}^3 = 0,5(h_o + h_i). \quad (7.79)$$

Точнее было бы определять $h_{регi}^3$ как полусумму энтальпий первого по ходу пара регенеративного отбора h_i и отбора h_j , перед которым конденсат греющего пара (i -го отбора) смешивается с основным конденсатом турбины [161]

$$h_{регi}^3 = 0,5(h_j + h_i), \quad (7.80)$$

т.к. острый пар с энтальпией h_o и i -ый отборы не принимают участия в регенеративном подогреве конденсата i -го отбора.

$N_{регi}$, определяется как

$$N_{регi} = D_{регi}(h_o - h_{регi}^3)\eta_\varepsilon\eta_m, \quad (7.81)$$

где $D_{регi}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата i -го отбора после подогрева потоков теплоносителя на i -м участке схемы, кг/с.

Величина $D_{регi}$ рассчитывается из теплового баланса условного регенеративного подогревателя

$$D_{рег.i} = D_i(h_{н.в} - h_i^0)/(h_{рег.i}^э - h_{н.в}), \quad (7.82)$$

где $h_{н.в}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг; h_i^0 – энтальпия конденсата i -го отбора после подогрева потоков теплоносителей на i -м участке схемы, кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами, кВт, равняется

$$N_{сн} = \sum_{j=1}^n \frac{G_j \Delta p}{\eta_n \rho}, \quad (7.83)$$

где G_j – расход учитываемого потока, кг/с; Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; η_n – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Например, при рассмотрении технологий для утилизации снега с разной производительностью сумму значений $\sum_{i=1}^n (N_{мф.i} + N_{рег.i})$, а также $N_{сн}$ следует отнести к количеству утилизируемого снега $G_{ссу}$. Определить величину удельной выработки электроэнергии на 1 т снега можно, используя уравнение

$$v = [\sum_{i=1}^n (N_{мф.i} + N_{рег.i}) - N_{сн}] / G_{ссу}. \quad (7.84)$$

Следует отметить, что для технологии подогрева питьевой воды на ТЭЦ суммарную мощность относят к расходу холодной воды, нагреваемой во встроенных пучках конденсатора $G_{хв}$.

Экономию условного топлива ΔB , т, можно определить с помощью разности $\Delta v_{мф}$, (кВт·ч)/м³

$$\Delta B = \Delta v_{мф} (b_{э.к} - b_{э.т}) G_в^{реж} \cdot 10^{-3}, \quad (7.85)$$

где $b_{э.к}$ – удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч); $b_{э.т}$ – удельный расход условного топлива на теплофикационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч); $G_в^{реж}$ – общий расход подготавливаемой воды в исследуемом режиме, м³.

Для определения $b_{э.к}$ и $b_{э.т}$ можно использовать формулы [162]

$$b_{э.к} = \frac{q_m^к}{29309 \eta_{ПК} \eta_{м.н}}, \quad (7.86)$$

$$b_{э.т} = \frac{q_m^м}{29309 \eta_{ПК} \eta_{м.н}}, \quad (7.87)$$

где q_m^k и q_m^m – удельные расходы теплоты на вырабатываемый 1 кВт·ч соответственно при конденсационном и теплофикационном режимах, кДж/кВт·ч; $\eta_{ПК}$ – КПД парового котла; $\eta_{m,n}$ – КПД теплового потока.

При расчете энергетической эффективности новых технологий необходимо учитывать затраты топлива на выработку в котле дополнительного расхода пара

$$B_{доп} = \frac{\Delta D_i (h_o - h_{n,ε})}{Q_n^p \eta_{ПК}}, \quad (7.88)$$

где ΔD_i – разность расходов пара, получаемая при использовании пара разных потенциалов для нагрева воды на одну и ту же величину, т/год; $h_o, h_{n,ε}$ – энтальпии перегретого пара и питательной воды, кДж/кг; Q_n^p – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг.

Экономичность технологий подготовки воды на ТЭЦ, руб., можно представить как

$$\Delta \mathcal{E} = 10^{-3} [\Delta v_{mf} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_v^{рез} \pm B_{доп}] \cdot C_m, \quad (7.89)$$

где C_m – цена условного топлива, руб./т.

Как видно, определение $N_{mf,i}$ и $N_{рег,i}$ рассмотренным способом требует незначительного количества исходных данных по режиму работы теплофикационной турбоустановки. Это делает возможным применять его для своевременного решения широкого круга инженерных задач, связанных с оценкой и анализом структурных и режимных изменений в работе тепловых электростанций [161].

Методика расчета валового выброса диоксида углерода [163]

Методика позволяет определить годовые валовые выбросы диоксида углерода (CO_2) в атмосферу с дымовыми газами котлов тепловых электростанций и котельных расчетным путем при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива.

Расчет валового выброса диоксида углерода за отчетный период M_{CO_2} при сжигании твердого (кроме сланцев) и жидкого топлива производится по формуле

$$M_{CO_2} = 0,01B_{\text{нат}}3,664C_p (1 - 0,01 q_4), \quad (7.90)$$

где $B_{\text{нат}}$ - расход натурального твердого или жидкого топлива за отчетный период, т; C_p - содержание углерода в топливе на рабочую массу, %; q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива, %.

Расчет валового выброса диоксида углерода за отчетный период при сжигании газообразного топлива производится в зависимости от источника исходных данных по одной из двух формул.

При наличии данных о химическом составе газообразного топлива по формуле

$$M_{CO_2} = B_{\text{нат}}\rho_{CO_2} V_{rO_2}, \quad (7.91)$$

где $B_{\text{нат}}$ - расход натурального газообразного топлива за отчетный период, тыс. м³; ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода, кг/м³, принимаемая равной 1,9768 кг/м³; V_{rO_2} - объем диоксида углерода в продуктах сгорания газообразного топлива, м³/м³:

$$V_{rO_2} = 0,01[CO_2 + CO + \sum(m C_m H_n)], \quad (7.92)$$

где CO_2 , CO , $C_m H_n$ - химический состав газообразного (% по объему) топлива по данным анализа.

При отсутствии данных о химическом составе газообразного топлива расчет производится по формуле

$$M_{CO_2} = B_{\text{нат}}\rho_{CO_2} V_{rO_2}, \quad (7.93)$$

где V_{rO_2} - объем трехатомных газов в продуктах сгорания газообразного топлива, м³/м³, принимается по [164].

При сжигании в котлах (раздельном или совместном) нескольких видов или марок топлива расчет валового выброса диоксида углерода производится отдельно по каждому виду или марке, а результаты суммируются.

7.2. Расчет энергетической эффективности новых технологий использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок

Ниже представлены результаты расчета энергетической эффективности новых технологий использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ в схемах водоподготовительных установок.

Рассмотрим технологию подогрева греющего агента для вакуумного деаэрата подпиточной воды теплосети, представленную на рисунке 2.1, используя следующие исходные данные:

1. Энтальпия острого пара $h_o = 3480$ кДж/кг.
2. Энтальпия пара производственного отбора $h_{n.o} = 3010$ кДж/кг.
3. Энтальпия пара пятого отбора турбины типа Т-100-130 $h_{5отб} = 2699,5$ кДж/кг.
4. Энтальпия питательной воды $h_{n.в} = 990,6$ кДж/кг.
5. Расход обрабатываемой воды $G_{x.o.в} = 800$ м³/ч.
6. Температура химочищенной воды перед вакуумным деаэратом $t_{x.o.в} = 35$ °С ($h_{x.o.в} = 146,545$ кДж/кг).
7. Температура греющего агента (после подогревателя) для вакуумного деаэрата $t_{г.а} = 100$ °С ($h_{г.а} = 418,7$ кДж/кг).
8. Температура деаэрированной воды после вакуумного деаэрата $t_{д.в} = 55$ °С ($h_{д.в} = 230,285$ кДж/кг).
9. Температура сетевой воды перед подогревателем греющего агента (из подающего трубопровода) $t_{сет} = 75$ °С ($h_{сет} = 314,025$ кДж/кг).
10. Температура дренажа греющего пара после подогревателя греющего агента (с учетом недогрева 10°С) $t_{ПГА}^0 = 110$ °С ($h_{ПГА}^0 = 460,57$ кДж/кг).
11. Энтальпия пара четвертого отбора (ПНД-4) турбины ПТ-80/100-130/13 $h_4 = 2900$ кДж/кг.

12. Энтальпия пара первого отбора (ПВД-7) турбины ПТ-80/100-130/13
 $h_1 = 3279,5$ кДж/кг.

13. Электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{эм} = 0,98$.

14. КПД подогревателя греющего агента $\eta_{ПГА} = 0,98$.

Расход греющего агента (перегретой сетевой воды) $G_{г.а}$, кг/с, для вакуумной деаэрации определяется из уравнения теплового баланса для вакуумного деаэратора:

$$G_{г.а} = \frac{G_{х.о.в} (h_{д.в} - h_{х.о.в})}{(h_{г.а} - h_{д.в})}. \quad (7.94)$$

Определяем расход пара пятого отбора на подогреватель греющего агента $D_{ПГА}^{5отб}$, кг/с:

$$D_{ПГА}^{5отб} = \frac{G_{г.а} (h_{г.а} - h_{сеп})}{(h_{5отб} - h_{ПГА}^0) \eta_{ПГА}}. \quad (7.95)$$

Определяем расход пара производственного отбора на подогреватель греющего агента $D_{ПГА}^{н.о}$, кг/с:

$$D_{ПГА}^{н.о} = \frac{G_{г.а} (h_{г.а} - h_{сеп})}{(h_{н.о} - h_{ПГА}^0) \eta_{ПГА}}. \quad (7.96)$$

Определяем мощность $N_{тф}^{5отб}$ и $N_{тф}^{н.о}$, кВт, развиваемую на тепловом потреблении за счет пара пятого отбора и производственного отбора соответственно:

$$N_{тф}^{5отб} = D_{ПГА}^{5отб} (h_o - h_{5отб}) \eta_{эм}; \quad (7.97)$$

$$N_{тф}^{н.о} = D_{ПГА}^{н.о} (h_o - h_{н.о}) \eta_{эм}. \quad (7.98)$$

Вычисляем мощность $N_{рег}$, кВт, вырабатываемую за счет регенеративного подогрева конденсата пара (пятого отбора и производственного отбора), используемого для подогрева греющего агента:

$$N_{рег}^{5отб} = D_{рег}^{5отб} (h_o - h_{рег}^3) \eta_{эм}, \quad (7.99)$$

где $D_{рег}^{5отб} = \frac{D_{ПГА}^{5отб} (h_{н.в.} - h_{ПГА}^0)}{(h_{рег}^3 - h_{н.в.})}$, кг/с; $h_{рег}^3 = 0,5(h_1 + h_4)$, кДж/кг.

$$N_{рез}^{n.o} = D_{рез}^{n.o} (h_o - h_{рез}^э) \eta_{э.м}, \quad (7.100)$$

где $D_{рез}^{n.o} = \frac{D_{ПГА}^{n.o} (h_{н.в.} - h_{ПГА}^0)}{(h_{рез}^э - h_{н.в.})}$ кг/с.

Кроме того, учитываем затраты электроэнергии на перекачку конденсата греющего пара $N_{сн}$, кВт, для обоих вариантов:

$$N_{сн}^{5омб} = \frac{\Delta P \cdot D_{ПГА}^{5омб}}{\eta_n}; \quad (7.101)$$

$$N_{сн}^{n.o} = \frac{\Delta P \cdot D_{ПГА}^{n.o}}{\eta_n}; \quad (7.102)$$

Таким образом, удельная выработка электроэнергии, кВт·ч/м³, получаемая за счет использования пара пятого отбора теплофикационной турбины типа Т-100-130 в схеме подогрева греющего агента для вакуумного деаэрата, работающего с производительностью 800 м³/ч, составляет

$$v_{тф}^{5омб} = \frac{(N_{тф}^{5омб} + N_{рез}^{5омб} - N_{сн}^{5омб})}{G_{x.o.в}} \quad (7.103)$$

Соответственно для схемы с использованием пара производственного удельная выработка электроэнергии, кВт·ч/м³, равна

$$v_{тф}^{n.o} = \frac{(N_{тф}^{n.o} + N_{рез}^{n.o} - N_{сн}^{n.o})}{G_{x.o.в}} \quad (7.104)$$

Проведенные по представленным выше формулам расчеты показывают, что при использовании новой схемы с применением пятого отбора величина удельной выработки электроэнергии увеличивается более чем в 1,7 раза в сравнении с традиционной технологией подогрева греющего агента паром производственного отбора, которая в настоящее время применяется ТЭЦ. С учетом фактического режима работы УлТЭЦ-1, когда установка подогрева греющего агента вакуумного деаэрата эксплуатируется 214 суток в году (с апреля по октябрь), переход к новой технологии (см. рисунок 2.1) позволяет ежегодно экономить 3067 тонн условного топлива для водоподготовительной установки производительностью 2000 м³/ч, а также снизить выбросы CO₂ на 4953 т.

Для удобства оценки экономичности предложенных решений получены общие уравнения, позволяющие вычислить величину удельной выработки электроэнергии только по значениям энтальпий теплоносителей. Ниже представлены расчетные формулы для каждого из предложенных решений с использованием пятого отбора теплофикационной турбины типа Т.

Например, для рассмотренной выше схемы (см. рисунок 2.1) значение v_{mf}^{5omb} определяется по формуле

$$v_{mf}^{5omb} = \frac{0,278(h_{\partial.г} - h_{x.o.г})(h_{z.a} - h_{cem})}{(h_{z.a} - h_{\partial.г})(h_{5omb} - h_{ПГА}^{\partial})\eta_{ПГА}} [(h_o - h_{5omb})\eta_{эм} + \frac{(h_{n.г} - h_{ПГА}^{\partial})(h_o - h_{pez}^3)\eta_{эм}}{(h_{pez}^3 - h_{n.г})} - \frac{\Delta P}{\eta_n \rho}], \quad (7.105)$$

где $\frac{\Delta P}{\eta_n \rho}$ – увеличение затрат электроэнергии на привод насосного оборудования, кДж/кг.

Удельная выработка электроэнергии для технологии, предусматривающей использование пара пятого отбора непосредственно в качестве греющей среды в вакуумном деаэраторе добавочной питательной воды (см. рисунок 2.2), оценивается по выражению

$$v_{mf}^{5omb} = \frac{0,278(h_{\partial.г} - h_{o.г})\eta_{эм}}{(h_{5omb} - h_{\partial.г})} [(h_o - h_{5omb}) + \frac{(h_{n.г} - h_{\partial.г})(h_o - h_{pez}^3)}{(h_{pez}^3 - h_{n.г})}], \quad (7.106)$$

где $h_{\partial.г}$ – энтальпия деаэрированной воды после вакуумного деаэратора добавочной питательной воды, кДж/кг; $h_{o.г}$ – энтальпия исходной обессоленной воды, кДж/кг.

В уравнении (7.99) отсутствуют затраты электроэнергии на собственные нужды, поскольку греющая среда – пар пятого отбора подается непосредственно в деаэратор и является составной частью общего потока добавочной питательной воды.

Тепловая экономичность схемы (см. рисунок 2.3), предусматривающей применение пара пятого отбора для подогрева добавочной питательной воды

после вакуумного деаэратора перед деаэратором повышенного давления в пароводяном подогревателе, описывается выражением

$$v_{\text{мф}}^{5\text{омб}} = \frac{0,278(h_{\text{о.в}}^I - h_{\text{о.в}})}{(h_{5\text{омб}} - h_{\text{ПДВ}}^{\text{о}})\eta_{\text{ПДВ}}} [(h_{\text{о}} - h_{5\text{омб}})\eta_{\text{эм}} + \frac{(h_{\text{н.в}} - h_{\text{ПДВ}}^{\text{о}})(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{в}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^{\text{в}} - h_{\text{н.в}})} - \frac{\Delta P}{\eta_{\text{н}}\rho}], \quad (7.107)$$

где $h_{\text{о.в}}$ и $h_{\text{о.в}}^I$ - соответственно энтальпия добавочной питательной воды до и после подогрева в пароводяном подогревателе добавочной воды (ПДВ), кДж/кг; $h_{\text{ПДВ}}^{\text{о}}$ - энтальпия дренажа греющего пара после подогревателя добавочной воды, кДж/кг; $\eta_{\text{ПДВ}}$ - КПД подогревателя добавочной воды.

При комбинации последних решений, т.е. при применении пара пятого отбора непосредственно в качестве греющего агента в вакуумном деаэраторе добавочной питательной воды производительностью 400 м³/ч, а также для последующего нагрева деаэрированной добавочной питательной воды в пароводяном подогревателе (ПДВ) перед деаэратором повышенного давления, экономия условного топлива на ТЭЦ составляет более 7,9 тыс. тонн в год (годовое снижение выбросов диоксида углерода превысит 12760 тонн). Однако следует отметить, что реализация данного решения требует использования пара из пятого отбора от двух турбин типа Т-100-130, причем расход пара на подогреватель добавочной воды от одной из турбин должен составлять 50 т/ч, а от второй, на вакуумный деаэратор, - около 14 т/ч. В расчете приняты следующие исходные данные: энтальпия обессоленной воды перед вакуумным деаэратором $h_{\text{о.в}} = 125,61$ кДж/кг, энтальпия деаэрированной воды после вакуумного деаэратора $h_{\text{о.в}} = 209,35$ кДж/кг, энтальпия добавочной питательной воды после подогрева в пароводяном подогревателе добавочной воды (ПДВ) $h_{\text{о.в}}^I = 502,44$ кДж/кг, энтальпия дренажа греющего пара после подогревателя добавочной воды $h_{\text{ПДВ}}^{\text{о}} = 523,375$ кДж/кг. Значения энтальпий острого пара, пара производственного отбора, пара пятого отбора турбины Т-100-130, питательной воды, а также электромеханический КПД и КПД подогревателя (ПДВ) те же, что в приведенном

выше примере расчета тепловой экономичности новой технологии подогрева греющего агента для вакуумного деаэрата подпиточной воды теплосети (см. рисунок 2.1).

Ощутимый выигрыш в тепловой экономичности позволяет получить переход к схеме, предусматривающей подогрев исходной подпиточной или добавочной питательной воды паром пятого отбора перед атмосферным деаэратом. Так, для водоподготовительной установки (см. рисунок 2.4) с расходом добавочной питательной воды 400 м³/ч годовая экономия составляет 4450 тонн условного топлива, а снижение выбросов CO₂ – 7187 т. Расчет тепловой экономичности произведен по следующим исходным данным: энтальпия обессоленной воды до и после подогрева в пароводяном подогревателе обессоленной воды (ПОВ) соответственно $h_{o.e} = 125,61$ кДж/кг и $h'_{o.e} = 334,96$ кДж/кг, энтальпия дренажа греющего пара после подогревателя обессоленной воды $h_{ПОВ}^{\circ} = 376,83$ кДж/кг. Значения остальных величин те же, что в приведенном выше примере расчета тепловой экономичности новой схемы, показанной на рисунке 2.1.

$$V_{тф}^{5отб} = \frac{0,278(h'_{o.e} - h_{o.e})}{(h_{5отб} - h_{ПОВ}^{\circ})\eta_{ПОВ}} [(h_o - h_{5отб})\eta_{эм} + \frac{(h_{n.г} - h_{ПОВ}^{\circ})(h_o - h_{рег}^{\circ})\eta_{эм}}{(h_{рег}^{\circ} - h_{n.г})} - \frac{\Delta P}{\eta_n \rho}], \quad (7.108)$$

где $h_{o.e}$ и $h'_{o.e}$ - соответственно энтальпия обессоленной воды до и после подогрева в пароводяном подогревателе обессоленной воды (ПОВ), кДж/кг; $h_{ПОВ}^{\circ}$ - энтальпия дренажа греющего пара после подогревателя обессоленной воды, кДж/кг; $\eta_{ПОВ}$ - КПД подогревателя обессоленной воды.

Выше было отмечено, что предложенная технология (см. рисунок 2.4) была использована при модернизации тепловой схемы водоподготовительной установки Ульяновской ТЭЦ-1. На стадии предпроектной подготовки произведен технико-экономический анализ модернизируемой тепловой схемы УлТЭЦ-1 с учетом режимных и конструктивных особенностей станции.

Применительно к реальным условиям работы Ульяновской ТЭЦ-1 экономический эффект от использования пятого отбора турбины Т-100/120-130 ст. № 8 (см. рисунок 2.5) составляет более 1800 тонн условного топлива (снижение выбросов CO_2 – более 2900 тонн) [165].

Изменение величины удельной выработки электроэнергии при модернизации схемы подготовки добавочной питательной воды на Ульяновской ТЭЦ-1 иллюстрируется диаграммой, представленной на рисунке 7.1.

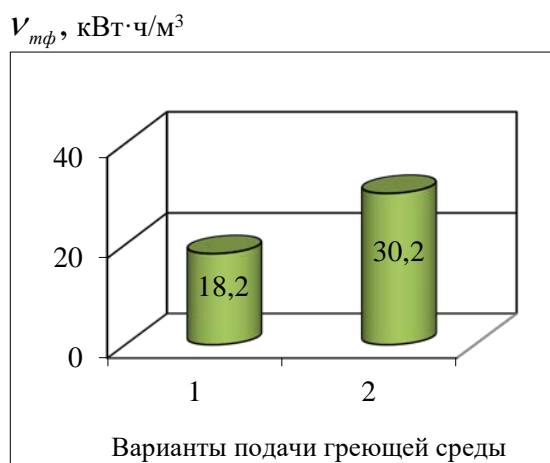


Рисунок 7.1 - Удельная выработка электроэнергии V_{mf} при модернизации схемы подготовки добавочной питательной воды на УЛТЭЦ-1: 1 – пар производственного отбора после РУ-13/1,2; 2 – пар пятого отбора турбины Т-100/120-130 ст. № 8

Пример Ульяновской ТЭЦ-1 показывает, что несмотря на незначительное количество отбираемого пара из пятого отбора, составляющее 22 т/ч, и числе часов использования модернизированной установки в году, равном 4526 ч, достигается существенная экономия топлива.

Для сравнения предложенных решений, основанных на применении пятого отбора теплофикационной турбины типа Т-100-130, между собой использована относительная безразмерная величина, показывающая во сколько раз удельная выработка электроэнергии за счет пара пятого отбора $v_{mf}^{5отб}$ превышает значение $v_{mf}^{n.o}$, вырабатываемой паром производственного отбора. Введение данного показателя позволяет оценивать экономичность технологий различного назначения и соответственно с неодинаковыми температурными режимами. Так, на рисунке 7.2 представлена диаграмма относительной экономичности новых технологий с использованием пятого отбора, показанных на рисунках 2.1 – 2.6.

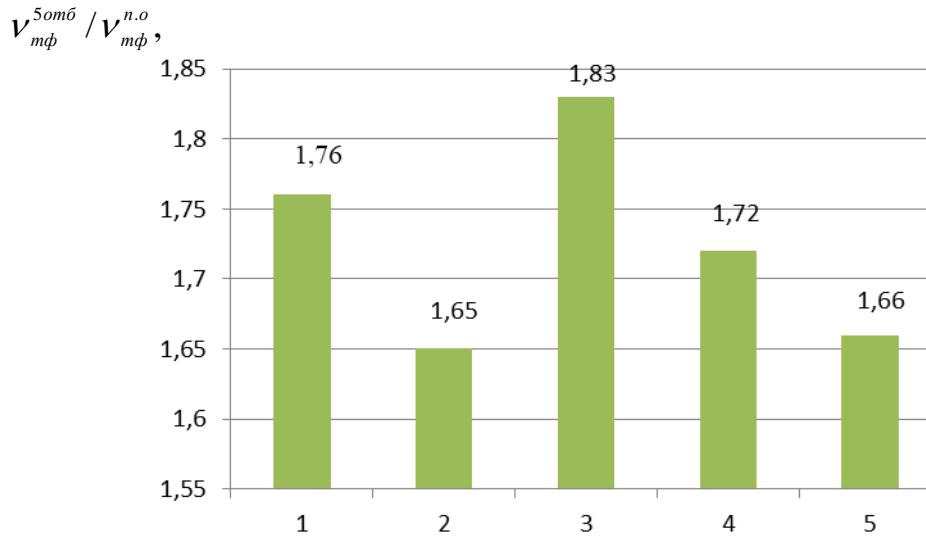


Рисунок 7.2 - Относительная величина удельной выработки электроэнергии для новых технологий с использованием пара пятого отбора: 1 - пар пятого отбора применяется для подогрева греющего агента вакуумного деаэрата подпиточной воды теплосети (см. рисунок 2.1); 2 - пар пятого отбора непосредственно направляется в качестве греющего агента в вакуумный деаэратр добавочной питательной воды (см. рисунок 2.2); 3 - пар пятого отбора используется для подогрева добавочной питательной воды после вакуумного деаэрата (см. рисунок 2.3); 4 - пар пятого отбора применяется для подогрева обессоленной воды перед атмосферным деаэратром (см. рисунок 2.4); 5 - пар пятого отбора применяется для подогрева обессоленной воды перед атмосферным деаэратром (см. рисунок 2.5)

Из диаграммы видно, что наибольшая относительная экономичность достигается для технологии 3, а наименьшая – для 2, даже несмотря на отсутствие затрат электроэнергии на собственные нужды. Полученные результаты вполне обоснованы, поскольку основное влияние на величину v_{mf} оказывает количество отбираемого пара, которое непосредственно влияет как на N_{mf} , так и на $N_{рег}$.

Расчет величины выработки электроэнергии на тепловом потреблении в программном комплексе ThermoFlow

Основной задачей проведенного расчета тепловой схемы энергоблока с турбиной типа Т-110/120-130 является оценка изменения величины выработки электроэнергии на тепловом потреблении при замещении пара производственного отбора на пар пятого отбора.

Для упрощения разработки расчетной модели в программном комплексе ThermoFlow принято, что в качестве производственного отбора используется пар, отбираемый из первого отбора турбины Т-110/120-130. Данная тепловая схема получила распространение в модифицированной турбине типа Тп-115-130 (см. рисунок 7.3). Расчетная тепловая схема, разработанная в ПК ThermoFlow, представлена на рисунке 7.4.

При создании расчетной модели в ПК ThermoFlow использовались следующие исходные данные:

- 1) давление свежего пара перед турбиной – 130 кгс/см^2 ;
- 2) температура свежего пара перед турбиной – 555°C ;
- 3) теплофикационная нагрузка турбины – $153,6 \text{ Гкал/ч}$;
- 4) КПД энергетического котла 91% ;
- 5) расход пар из пятого отбора: $10 - 50 \text{ т/ч}$.

Расчет тепловой схемы энергоблока с турбиной типа Т-110/120-130 в ПК ThermoFlow выполнен для теплофикационного режима с нагрузкой $153,6 \text{ Гкал/ч}$ для четырех вариантов с замещением пара производственного отбора на пар из нерегулируемого пятого отбора. Были рассчитаны параметры работы турбоагрегата при следующих значениях расходов пара: 10 т/ч , 20 т/ч , 30 т/ч , 40 т/ч , 50 т/ч . В Приложении 3 представлены результаты расчета в ПК ThermoFlow полной тепловой схемы энергоблока с турбиной Т-110/120-130 при использовании пара из пятого отбора в количестве 50 т/ч .

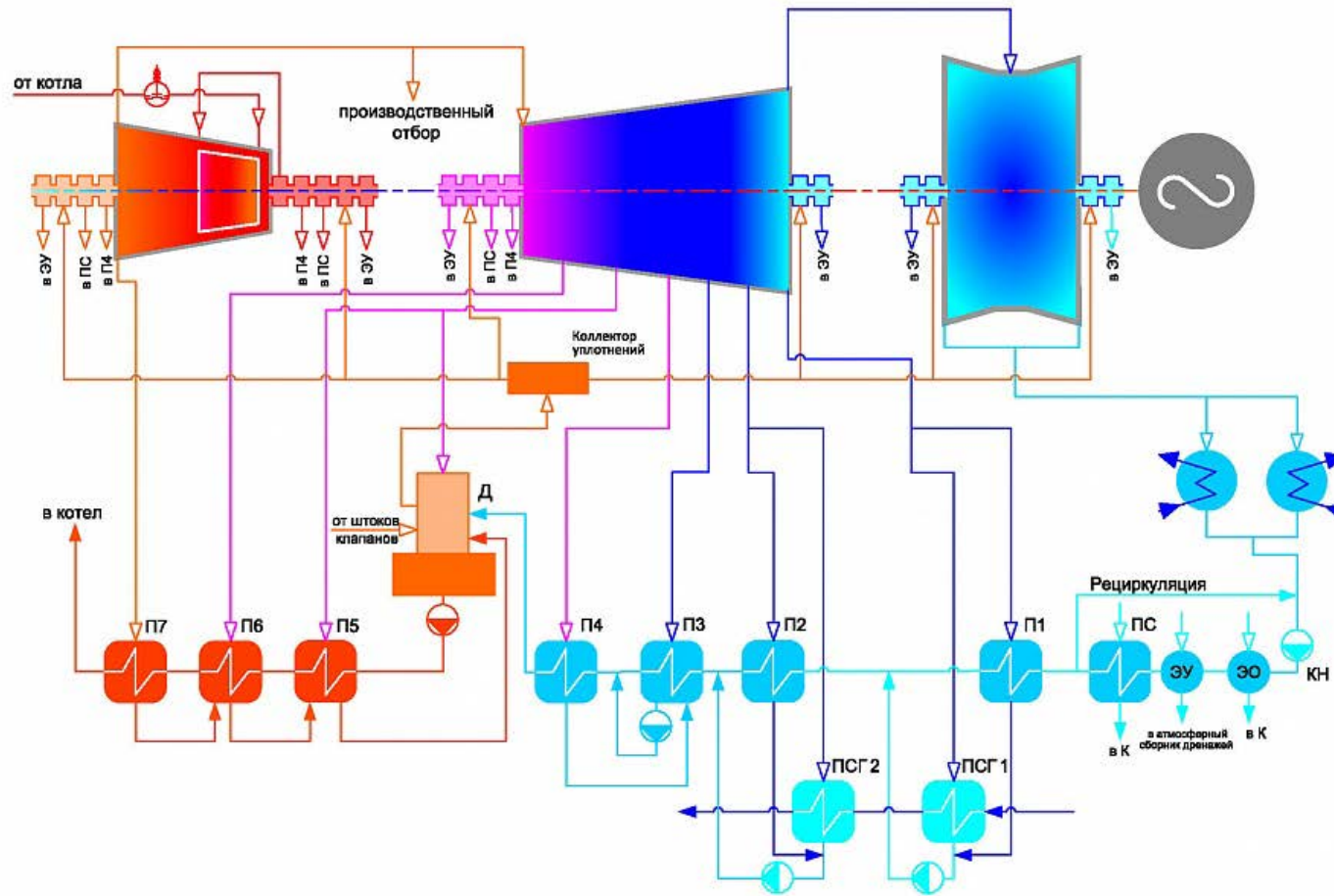


Рисунок 7.3 - Принципиальная тепловая схема турбины типа Тп-115-130 Уральского турбинного завода

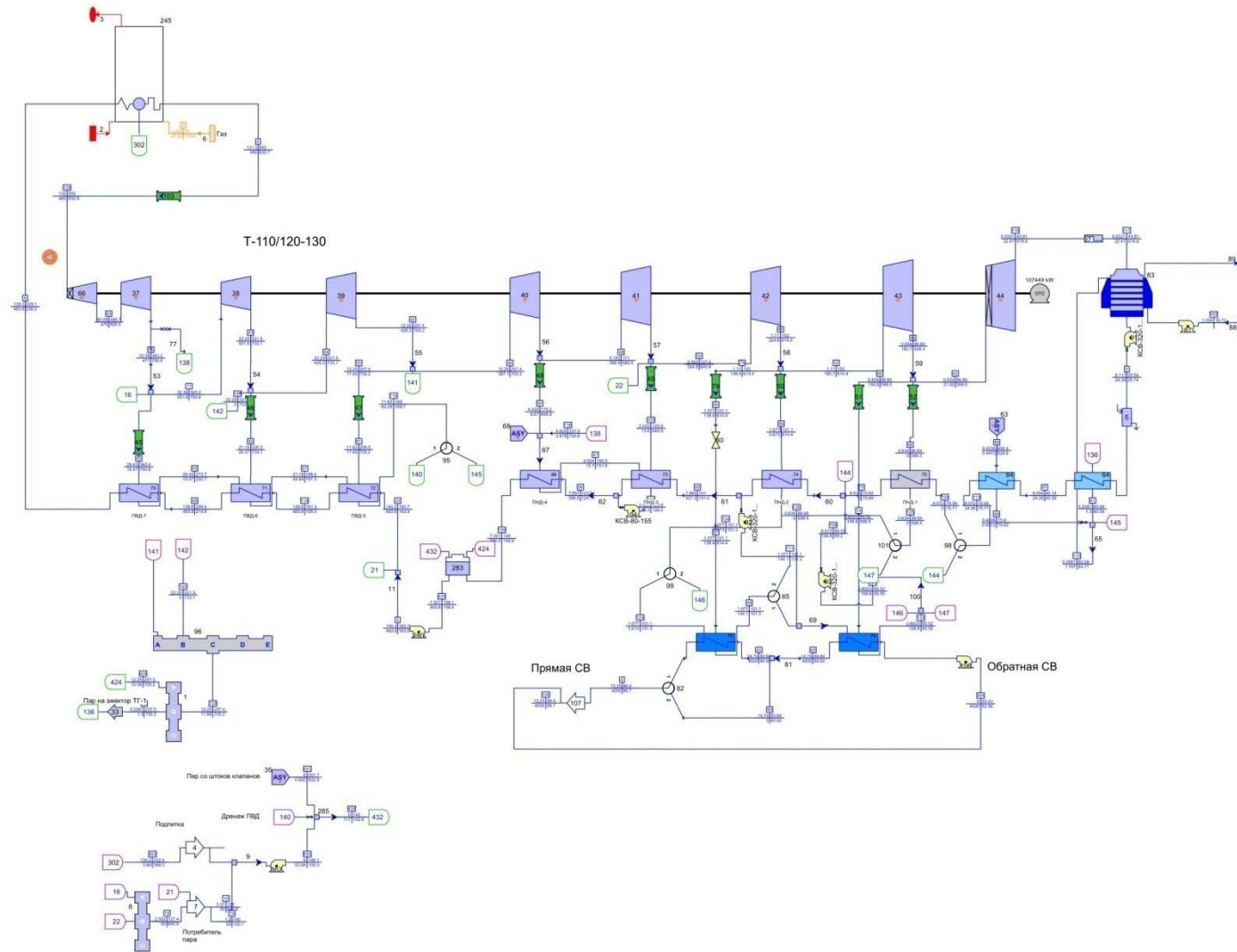


Рисунок 7.4 - Расчетная тепловая схема, разработанная в ПК ThermoFlow

Также для аналогичных расходов пара из пятого отбора была рассчитана величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении методом УВЭТП. Результаты проведенного расчета величины отпуска электроэнергии на тепловом потреблении двумя методами представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Результаты расчета величины отпуска электроэнергии на тепловом потреблении

| Наименование | Размерность | Значение | | | | |
|--|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Расход пара пятого отбора | т/ч | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Расход пара производственного отбора (ПО) | т/ч | 8,8 | 17,6 | 26,4 | 35,2 | 43,9 |
| Выработка электроэнергии (ThermoFlow): при использовании пара пятого отбора | кВт | 100165 | 101880 | 103580 | 105467 | 107449 |
| при использовании пара ПО | кВт | 99088 | 99684 | 100344 | 100982 | 101771 |
| Изменение выработки электроэнергии | кВт | 1076,8 | 1854,7 | 2196,8 | 3235,7 | 4484,5 |
| Отпуск электроэнергии (ThermoFlow): при использовании пара пятого отбора | кВт | 92959 | 94567 | 96160 | 97938 | 99810 |
| при использовании пара ПО | кВт | 91895 | 92396 | 92963 | 93506 | 94199 |
| Изменение отпуска электроэнергии | кВт | 1064,0 | 2170,8 | 3197,4 | 4431,9 | 5611,5 |
| Увеличение отпуска электроэнергии (УВЭТП): при использовании пара пятого отбора | кВт | 2387,4 | 4808,1 | 7162,1 | 9682,9 | 12162,0 |
| при использовании пара ПО | кВт | 1355,5 | 2711,0 | 4066,5 | 5422,0 | 6777,5 |
| Изменение отпуска электроэнергии | кВт | 1031,9 | 2097,1 | 3095,6 | 4260,8 | 5384,5 |
| Отклонение в результатах расчета методом УВЭТП | % | 3,0 | 3,4 | 3,2 | 3,9 | 4,0 |

Из представленных в таблице 7.1 результатов расчета изменения величины отпуска электроэнергии при замещении в тепловой схеме турбины типа Т-110/120-130 пара производственного отбора на пар пятого отбора видно, что методика УВЭТП позволяет отказаться от большого количества вычислений с полным расчетом тепловых схем ТЭС. При этом отклонение в результатах расчета методом УВЭТП не превышают 3 – 4 % в сравнении с расчетом, выполненным в ПК ThermoFlow.

7.3. Расчет энергетической эффективности новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

Определим суммарную мощность, вырабатываемую турбоустановкой с турбиной типа Т-100-130 на тепловом потреблении при нагреве в конденсаторе исходной подпиточной воды теплосети перед декарбонизацией и вакуумной деаэрацией, для типового режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети

$$N_{тф} = N_{тф.к} + N_{рег} + N_{пхов}, \quad (7.109)$$

где $N_{тф.к}$ – мощность, вырабатываемая при нагреве исходной подпиточной воды теплосети в конденсаторе паровой турбины, кВт; $N_{рег}$ – мощность, вырабатываемая паром регенеративных отборов турбины, кВт; $N_{пхов}$ – мощность, вырабатываемая паром производственного отбора при дополнительном подогреве в подогревателе исходной воды (ПХОВ), кВт.

$$N_{тф.к} = D_{к}(h_{о} - h_{к})\eta_{эм}, \quad (7.110)$$

где $D_{к}$, $h_{к}$ – расход, кг/с, и энтальпия, кДж/кг, пара, поступающего в конденсаторы паровых турбин; $h_{о}$ – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

$$D_{к} = \frac{G_{исх}\Delta h_{исх}^к}{\Delta h_n}, \quad (7.111)$$

где $G_{исх}$ – расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе, кг/с; $\Delta h_{исх}^к$ – изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе, кДж/кг; Δh_n – изменение энтальпии пара в конденсаторе, кДж/кг.

$$N_{рег} = D_{рег}(h_{о} - h_{рег}^э)\eta_{эм}, \quad (7.112)$$

где $D_{рег}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата пара, кг/с; $h_{рег}^э$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

$$D_{рег} = \frac{G_{ок}\Delta h_{ок}}{\Delta h_{рег}}, \quad (7.113)$$

где $G_{ок} = D_k$ – расход основного конденсата, кг/с; $\Delta h_{ок}$ – изменение энтальпии основного конденсата, кДж/кг; $\Delta h_{рег}$ – изменение энтальпии пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата пара, кДж/кг.

$$N_{пхов} = D_{пхов}(h_o - h_{пхов})\eta_{эм}, \quad (7.114)$$

где $D_{пхов}$, $h_{пхов}$ – расход, кг/с, и энтальпия, кДж/кг, пара, поступающего в ПХОВ.

$$D_{пхов} = \frac{G_{исх}\Delta h_{исх}^{пхов}}{\Delta h_{пхов}}, \quad (7.115)$$

где $\Delta h_{исх}^{пхов}$ – изменение энтальпии исходной воды в ПХОВ, кДж/кг; $\Delta h_{пхов}$ – изменение энтальпии пара в ПХОВ, кДж/кг.

Для нового режима работы баков аккумуляторов подпиточной воды теплосети, предусматривающего подогрев исходной воды в конденсаторе турбины в часы несения станцией максимальной электрической мощности, отпадает необходимость использования ПХОВ для дополнительного подогрева воды перед декарбонизацией и вакуумной деаэрацией. Поэтому в расчете не будет учитываться мощность, вырабатываемая при отборе пара в подогреватель исходной воды

$$N'_{тф} = N'_{тф.к} + N'_{рег}. \quad (7.116)$$

Энергетическая эффективность новой технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети определяется увеличением суммарной мощности, вырабатываемой турбоустановкой с турбиной типа Т-100-130 на тепловом потреблении при нагреве исходной подпиточной воды теплосети отработавшим паром.

$$\begin{aligned} \sum N_{тф} = N'_{тф} - N_{тф} = & (D'_k(h_o - h_k)\eta_{эм} + D'_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}) - (D_k(h_o - \\ & h_k)\eta_{эм} + D_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} + D_{пхов}(h_o - h_{пхов})\eta_{эм}) = \left(\frac{G'_{исх}\Delta h'_{исх}\eta_{эм}}{\Delta h_n} \left((h_o - h_k) + \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{\Delta h_{ок}(h_o - h_{рег}^э)}{\Delta h_{рег}} \right) \right) - \left(G_{исх}\eta_{эм} \left(\frac{\Delta h_{исх}^k(h_o - h_k)}{\Delta h_n} + \frac{\Delta h_{исх}^k\Delta h_{ок}(h_o - h_{рег}^э)}{\Delta h_n\Delta h_{рег}} + \frac{\Delta h_{исх}^{пхов}(h_o - h_{пхов})}{\Delta h_{пхов}} \right) \right). \quad (7.117) \end{aligned}$$

Расчет энергетической эффективности перехода на новый режим работы баков аккумуляторов подпиточной воды теплосети проведен для реальных условий работы Ульяновской ТЭЦ-1, характеризующихся нижеприведенными фактическими данными:

1. Расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе до изменения режима $G_{исх} = 194,4$ кг/с.

2. Расход исходной воды, подогреваемой в конденсаторе после изменения режима $G'_{исх} = 333,3$ кг/с.

3. Изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе до изменения режима $\Delta h_{исх}^k = 41,87$ кДж/кг.

4. Изменение энтальпии исходной воды в конденсаторе после изменения режима $\Delta h_{исх}^{k'} = 104,68$ кДж/кг.

5. Изменение энтальпии основного конденсата $\Delta h_{ок} = 431$ кДж/кг.

6. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора $h_{рег}^э = 2743,5$ кДж/кг.

7. Изменение энтальпии пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата пара $\Delta h_{рег} = 2077,5$ кДж/кг.

8. Изменение энтальпии исходной воды в ПХОВ $\Delta h_{исх}^{пхов} = 62,8$ кДж/кг.

9. Энтальпия пара, поступающего в ПХОВ $h_{пхов} = 3010$ кДж/кг.

10. Изменение энтальпии пара в ПХОВ $\Delta h_{пхов} = 2163,5$ кДж/кг.

11. Число часов работы (электростанция работает в режиме заполнения баков в часы максимального электропотребления в течение 12 часов) $ЧЧР = 4380$ ч.

Суммарная дополнительная мощность $\sum N_{мф}$, кВт, составляет

$$\sum N_{мф} = \left(\frac{G'_{исх} \Delta h_{исх}^{k'} \eta_{эм}}{\Delta h_{п}} \left((h_o - h_k) + \frac{\Delta h_{ок} (h_o - h_{рег}^э)}{\Delta h_{рег}} \right) \right) - \left(G_{исх} \eta_{эм} \left(\frac{\Delta h_{исх}^k (h_o - h_k)}{\Delta h_{п}} + \frac{\Delta h_{исх}^k \Delta h_{ок} (h_o - h_{рег}^э)}{\Delta h_{п} \Delta h_{рег}} + \frac{\Delta h_{исх}^{пхов} (h_o - h_{пхов})}{\Delta h_{пхов}} \right) \right) \quad (7.118)$$

Экономия условного топлива при переходе на новый режим работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети составляет $\Delta B = 9\,351$ т, что снижает выбросов CO_2 на 15 102 тонны.

Применительно к условиям УлТЭЦ-1, при заполнения баков-аккумуляторов (БА) в часы максимального электропотребления в течение 12 часов, дополнительная мощность, вырабатываемая турбоагрегатом с турбиной Т-100/120-130 на тепловом потреблении, составляет 8,1 МВт. Проведенные для реальных условий работы ТЭЦ ВАЗа расчеты показывают, что при имеющейся полезной емкости БА и увеличении расхода исходной подпиточной воды, электростанция может работать в режиме заполнения более 10 часов. При этом дополнительная мощность, вырабатываемая на тепловом потреблении, превышает 19 МВт.

7.4. Расчет энергетической эффективности новой технологии применения ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды

Рассмотрим технологию использования теплоэлектроцентралей для подогрева воды системы централизованного холодного водоснабжения. Основной эффект для ТЭЦ будет достигаться за счет увеличения мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет пропуска пара во встроенные пучки конденсатора выделенной турбины, а также увеличения дополнительной мощности вырабатываемой паром регенеративных отборов при подогреве увеличенного расхода основного конденсата.

Количество пара для нагрева холодной питьевой воды $G_{xв}^{сум}$, пропускаемой через встроенные пучки конденсатора, составляет, кг/с

$$D_n^k = \frac{G_{xв}^{сум} \Delta h_{xв}}{\Delta h_n}, \quad (7.119)$$

где $\Delta h_{xв}$ – изменение энтальпии подогреваемой воды на входе и выходе из конденсатора, кДж/кг; Δh_n – изменение энтальпии пара в конденсаторе.

Мощность $N_{тф.к}$, кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет пропуска дополнительного пара в конденсатор определяется как

$$N_{тф.к} = D_n^k (h_0 - h_k) \eta_{эм}, \quad (7.120)$$

где h_0, h_k – энтальпии острого пара и отработавшего пара турбин, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

Мощность, развиваемая теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении за счет регенеративного подогрева основного конденсата, кВт

$$N_{рег.ок} = D_{рег.ок} (h_0 - h_{рег}^э) \eta_{эм}, \quad (7.121)$$

где h_0 – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{рег}^э$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора; $D_{рег.ок}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата, кг/с.

$$D_{рег.ок} = \frac{D_n^k (h_d - h'_k)}{0,5(h_3 + h_7) - h_d}, \quad (7.122)$$

где h_d – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг; h'_k – энтальпия конденсата отработавшего пара, кДж/кг; h_3 – энтальпия пара третьего отбора (пар в деаэратор), кДж/кг; h_7 – энтальпия пара седьмого отбора, кДж/кг.

Следует отметить, что реализация на ТЭЦ новой технологии регулируемого подогрева питьевой воды перед подачей потребителям приведет к снижению расхода подогреваемой для целей ГВС воды, а также расхода подпиточной воды теплосети. Влияние этих факторов на эффективность новой технологии учитывается в приведенных ниже формулах.

Сокращение выработки электроэнергии за счет уменьшения отпуска пара отопительных отборов на сетевые подогреватели, кВт

$$N_{тф.сн} = D_{сн}^n (h_0 - h_{ср}) \eta_{эм}, \quad (7.123)$$

где $h_{ср}$ – средневзвешенная энтальпия отопительных отборов, кДж/кг; $D_{сн}^n$ – расход пара отопительных отборов, кг/с.

$$D_{сн}^n = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{св}}{h_{ср} - h'_{ср}}, \quad (7.124)$$

где $\Delta G^{св}$ – изменение расхода сетевой воды, кг/с; $\Delta h^{св}$ – изменение энтальпии сетевой воды, кДж/кг; $h_{ср}$ – средневзвешенная энтальпия отопительных отборов,

кДж/кг; h'_{cp} – средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей, кДж/кг.

Снижение мощности, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей

$$N_{рег.сн} = D_{рег.сн}(h_0 - h_{рег}^э)\eta_{эм}, \quad (7.125)$$

где $D_{рег.сн}$ – отпуск пара на регенеративный подогрев конденсата сетевых подогревателей, кг/с.

$$D_{рег.сн} = \frac{D_{сн}^п(h_d - h'_{cp})}{0,5(h_3 + h_5) - h_d}, \quad (7.126)$$

где h_5 – энтальпия пара пятого отбора, кДж/кг.

При сокращении расхода сетевой воды, отпускаемой ТЭЦ, соответственно снижается потребность в подпиточной воде. Вызванное этим снижение выработки электроэнергии складывается из

$$N_{тф.под} = D_{под}^п(h_0 - h_{ср}^{под})\eta_{эм}, \quad (7.127)$$

где $h_{ср}^{под}$ – энтальпия пара для подогрева подпиточной воды в конденсаторе, кДж/кг; $D_{под}^п$ – расход пара в конденсатор для подогрева подпиточной воды, кг/с.

$$D_{под}^п = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{под}}{h_k - h'_k}, \quad (7.128)$$

где $\Delta h^{под}$ – изменение энтальпии подпиточной воды в конденсаторе, кДж/кг.

Снижение мощности, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет отпуска пара в подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ)

$$N_{тф.пхов} = D_{пхов}^п(h_0 - h_{ср}^{пхов})\eta_{эм}, \quad (7.129)$$

где $h_{ср}^{пхов}$ – энтальпия пара, направляемого в подогреватель химически очищенной воды, кДж/кг; $D_{пхов}^п$ – отпуск пара в подогреватель химически очищенной воды, кг/с.

$$D_{пхов}^п = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{пхов}}{\Delta h^{пхов}}, \quad (7.130)$$

где $\Delta h^{\text{ПХОВ}}$ – изменение энтальпии воды в ПХОВ, кДж/кг; $\Delta h^{\text{п.ПХОВ}}$ – изменение энтальпии пара в ПХОВ, кДж/кг.

Мощность, потребляемая насосом холодной воды, кВт

$$N_{\text{сн}}^{\text{хв}} = \frac{G_{\text{хв}}^{\text{сум}} \Delta p_{\text{хв}}}{\eta_{\text{н}} \rho}, \quad (7.131)$$

где $\Delta p_{\text{хв}}$ – давление, создаваемое насосом холодной воды, кПа; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Мощность, потребляемую насосами $N_{\text{сн}}^{\text{св}}$, кВт, при пропуске сетевой воды, можно представить как

$$N_{\text{сн}}^{\text{св}} = \frac{\Delta G^{\text{св}} \Delta p_{\text{св}}}{\eta_{\text{н}} \rho}, \quad (7.132)$$

где $\Delta p_{\text{св}}$ – давление, создаваемое насосом холодной воды, кПа.

Результирующая мощность на тепловом потреблении составит

$$\sum N_{\text{тф}}^{\text{сумм}} = N_{\text{тф.к}} + N_{\text{рег.ок}} + N_{\text{сн}}^{\text{св}} - N_{\text{тф.сн}} - N_{\text{рег.сн}} - N_{\text{сн}}^{\text{хв}} - N_{\text{тф.под}} - N_{\text{тф.пхов}} \quad (7.133)$$

Для расчета энергетической эффективности новой технологии подогрева питьевой воды на примере УлТЭЦ-1 используются следующие исходные данные:

1. Расход холодной подогреваемой воды $G_{\text{хв}}^{\text{сум}} = 500$ кг/с.
2. Изменение энтальпии подогреваемой воды на входе и выходе из конденсатора $\Delta h_{\text{хв}} = 69,1$ кДж/кг.
3. Изменение энтальпии пара в конденсаторе $\Delta h_{\text{п}} = 2265$ кДж/кг.
4. Энтальпии острого пара $h_{\text{о}} = 3480$ кДж/кг.
5. Энтальпия отработавшего пара турбин $h_{\text{к}} = 2500$ кДж/кг.
6. Энтальпия питательной воды после деаэратора $h_{\text{д}} = 666$ кДж/кг.
7. Энтальпия конденсата отработавшего пара $h'_{\text{к}} = 235$ кДж/кг.
8. Энтальпия пара третьего отбора (деаэратор) $h_3 = 2967$ кДж/кг.
9. Энтальпия пара пятого отбора (ПНД-3) $h_5 = 2728$ кДж/кг.
10. Энтальпия пара седьмого отбора (ПНД-1) $h_7 = 2520$ кДж/кг.
11. Изменение энтальпии подпиточной воды в конденсаторе $\Delta h^{\text{под}} = 50$ кДж/кг.

12. Изменение энтальпии воды в ПХОВ $\Delta h^{\text{ПХОВ}} = 104,7$ кДж/кг.
13. Изменение энтальпии пара в ПХОВ $\Delta h^{\text{П.ПХОВ}} = 2591,3$ кДж/кг.
14. Изменение энтальпии сетевой воды $\Delta h^{\text{СВ}} = 200$ кДж/кг.
15. Изменение расхода сетевой воды $\Delta G^{\text{СВ}} = 103,6$ кг/с.
16. Электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{\text{эм}} = 0,98$.
17. Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора $h_{\text{рег}}^{\text{э}} = 2743,5$ кДж/кг.
18. Средневзвешенная энтальпия отопительных отборов $h_{\text{ср}} = 2565$ кДж/кг.
19. Средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей $h'_{\text{ср}} = 401,5$ кДж/кг.
20. Энтальпия пара для подогрева подпиточной воды в конденсаторе $h_{\text{ср}}^{\text{под}} = 2500$ кДж/кг.
21. Энтальпия пара, направляемого в подогреватель химически очищенной воды $h_{\text{ср}}^{\text{ПХОВ}} = 3010$ кДж/кг.
22. Давление, создаваемое насосом холодной воды $\Delta p_{\text{хв}} = 0,4$ МПа.
23. Давление, создаваемое насосом сетевой воды $\Delta p_{\text{св}} = 1,5$ МПа.
24. КПД насоса $\eta_{\text{н}} = 0,8$.
25. Число часов работы ЧЧР = 5760 ч.

Рассмотрим результаты расчета энергетической эффективности новой технологии подогрева питьевой воды на ТЭЦ для открытой системы теплоснабжения.

Мощность, кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении, за счет пропуска дополнительного пара в конденсатор равна

$$N_{\text{тф.к}} = D_{\text{п}}^{\text{к}}(h_0 - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}} = \frac{G_{\text{хв}}^{\text{сум}} \Delta h_{\text{хв}}(h_0 - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{\Delta h_{\text{п}}} \quad (7.134)$$

Мощность, кВт, развиваемая теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении за счет регенеративного подогрева основного конденсата

$$N_{\text{рег.ок}} = D_{\text{рег.ок}}(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}} = \frac{D_{\text{н}}^{\text{к}}(h_0 - h'_{\text{к}})(h_0 - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{0,5(h_3 + h_7) - h_0} \quad (7.135)$$

Сокращение выработки электроэнергии, кВт, за счет уменьшения отпуска пара отопительных отборов на сетевые подогреватели

$$N_{тф.сн} = D_{сн}^n (h_0 - h_{ср}) \eta_{эм} = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{св} (h_0 - h_{ср}) \eta_{эм}}{h_{ср} - h'_{ср}} \quad (7.136)$$

Снижение мощности, кВт, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей

$$\begin{aligned} N_{рег.сп} &= D_{рег.сп} (h_0 - h_{рег}^э) \eta_{эм} = \frac{D_{сп}^п (h_д - h'_{ср}) (h_0 - h_{рег}^э) \eta_{эм}}{0,5(h_3 + h_5) - h_д} = \\ &= \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{св} (h_д - h'_{ср}) (h_0 - h_{рег}^э) \eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср}) (0,5(h_3 + h_5) - h_д)} \end{aligned} \quad (7.137)$$

Снижение выработки электроэнергии, кВт, обусловленное сокращением подпитки теплосети составит

$$N_{тф.под} = D_{под}^п (h_0 - h_{ср}^{под}) \eta_{эм} = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{под} (h_0 - h_{ср}^{под}) \eta_{эм}}{h_k - h'_k} \quad (7.138)$$

Снижение мощности, кВт, развиваемой теплофикационной турбоустановкой на тепловом потреблении, за счет сокращения отпуска пара в подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ)

$$N_{тф.пхов} = D_{пхов}^п (h_0 - h_{ср}^{пхов}) \eta_{эм} = \frac{\Delta G^{св} \Delta h^{пхов} (h_0 - h_{ср}^{пхов}) \eta_{эм}}{\Delta h^{п.пхов}} \quad (7.139)$$

Мощность, кВт, потребляемая насосом холодной воды

$$N_{сн}^{хв} = \frac{G_{хв}^{сум} \Delta p_{хв}}{\eta_n \rho} \quad (7.140)$$

Мощность, кВт, потребляемую насосами при пропуске сетевой воды, можно представить как

$$N_{сн}^{св} = \frac{\Delta G^{св} \Delta p_{св}}{\eta_n \rho} \quad (7.141)$$

Результирующая мощность, кВт, на тепловом потреблении составит

$$\sum N_{тф}^{сумм} = N_{тф.к} + N_{рег.ок} + N_{сн}^{св} - N_{тф.сп} - N_{рег.сп} - N_{сн}^{хв} - N_{тф.под} - N_{тф.пхов} \quad (7.142)$$

Для закрытой схемы теплоснабжения результирующая мощность, кВт, отличается за счет отсутствия подпитки и равняется

$$\sum N_{тф}^{сумм} = N_{тф.к} + N_{рег.ок} + N_{сн}^{св} - N_{тф.сп} - N_{рег.сп} - N_{сн}^{хв} \quad (7.143)$$

В расчете учитывалось, что предложенная схема эксплуатируется в течение 8 месяцев (кроме летних месяцев и сентября), а среднечасовой расход питьевой воды составляет 1800 т/ч, учтены фактические данные по температурам питьевой воды для различных месяцев года для города Ульяновска.

Рассчитаем годовую экономию условного топлива.

1. Для открытой системы теплоснабжения экономия условного топлива, т, составит

$$\Delta B = v_{тф} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_{хв}^{сум} \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР = \sum N_{тф}^{сум} / G_{хв}^{сум} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_{хв}^{сум} \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР = \sum N_{тф}^{сум} (b_{э.к} - b_{э.м}) \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР \quad (7.144)$$

2. Для закрытой системы теплоснабжения экономия условного топлива, т, составит

$$\Delta B = v_{тф} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_{хв}^{сум} \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР = \sum N_{тф}^{сум} / G_{хв}^{сум} (b_{э.к} - b_{э.м}) G_{хв}^{сум} \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР = \sum N_{тф}^{сум} (b_{э.к} - b_{э.м}) \cdot 10^{-3} \cdot ЧЧР \quad (7.145)$$

Результаты расчета годовой экономии условного топлива и снижения выбросов CO₂ для новой технологии регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Годовая экономия условного топлива и снижение выбросов CO₂ для новой технологии регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ

| Величина | ТЭЦ подключена к открытой системе теплоснабжения | ТЭЦ подключена к закрытой системе теплоснабжения |
|--|--|--|
| Итоговая выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч | 3 336,2 | 7 460,5 |
| Расход питьевой воды через конденсатор, т/ч | 1 800 | 1 800 |
| Годовая экономия условного топлива, т | 5 184 | 11 387 |
| Снижение выбросов CO ₂ , т | 8 372 | 18 391 |

Применительно к реальным условиям работы ТЭЦ ВАЗа экономический эффект от применения новой технологии составляет более 6000 тонн условного

топлива в год. В расчете учитывалось, что предложенная схема эксплуатируется в течение 8 месяцев (кроме летних месяцев и сентября), а среднечасовой расход питьевой воды через конденсатор выделенной турбины составляет 1300 м³/ч.

Расчет экономической эффективности проекта организации регулируемого подогрева питьевой воды на ТЭЦ (с привязкой к фактической тепловой схеме Ульяновской ТЭЦ-1 и ТЭЦ ВАЗа) проводился с учетом экономии условного топлива, стоимости монтажных работ и затрат на установку ультрафиолетового обеззараживания производительностью 2000 м³/ч. Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Результаты расчета экономической эффективности

| Ульяновская ТЭЦ-1 | |
|--|-------|
| Ставка дисконтирования, % | 18 |
| Инвестиции в ценах 2023 г., тыс. руб. | 42210 |
| Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб. | 46827 |
| Внутренняя норма доходности (IRR), % | 23 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 4,11 |
| ТЭЦ ВАЗа г. Тольятти | |
| Ставка дисконтирования, % | 18 |
| Инвестиции в ценах 2023 г., тыс. руб. | 54872 |
| Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб. | 63271 |
| Внутренняя норма доходности (IRR), % | 23 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 4,26 |

Следует отметить, что в стоимость инвестиций не были включены затраты на модернизацию оборотной системы водоснабжения за счет внедрения частотного регулирования электродвигателей на циркуляционных насосах, установки регулирующих поворотных затворов на линиях охлаждающей циркуляционной воды на выходе из конденсатора выделенной турбины, а также автоматизации воздухорегулирующих устройств на градирнях, обеспечивающей маневренное управление расходом воздуха в градирню в зависимости от теплового режима и параметров атмосферного воздуха. Затраты на модернизацию оборотной системы

водоснабжения ТЭЦ являются общестанционными, поэтому должны рассматриваться в рамках отдельного энергосберегающего проекта.

Представленные в таблице 7.3 показатели доказывают эффективность предложенного решения регулируемого подогрева питьевой воды, однако для реализации технологии потребуются решение вопроса компенсации выпадающих доходов от продажи теплоносителя для целей ГВС, потребуется разработка новых условий оплаты при формировании тарифов на горячее и холодное водоснабжение.

7.5. Расчет энергетической эффективности новых технологий утилизации снега на ТЭЦ

Основным показателем, по которому оценивается энергетическая эффективность новых технологий утилизации снега на ТЭЦ, является величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ν_{mf} , кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега.

1. Технология использования теплоты основного конденсата турбин.

Определим дополнительную мощность $N_{рег}$, кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата пара, используемого для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке

$$N_{рег} = D_{рег} (h_o - h_{рег}^э) \eta_{эм}, \quad (7.146)$$

где h_o – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{рег}^э$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора; $D_{рег}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата пара, используемого для утилизации снега в СУ, кг/с.

Для того чтобы найти увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{рег}$, кг/с, вызванное изменением энтальпии греющего агента (основного конденсата), составим уравнение теплового баланса для нормального режима работы станции без снегоплавильной установки

$$D_{\text{рег}}(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}}) = G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h_{\text{ок}}), \quad (7.147)$$

где $G_{\text{ок}}$ – расход греющего агента (основного конденсата), поступающего в СУ, кг/с; $h_{\text{д}}$ – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг; $h_{\text{ок}}$ – энтальпия греющего агента (основного конденсата), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_{\text{рег}}(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}}) = G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{ок}}), \quad (7.148)$$

где $D'_{\text{рег}}$ и $h'_{\text{ок}}$ – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и энтальпия греющего агента (основного конденсата), кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{\text{рег}}$, кг/с, составит

$$\Delta D_{\text{рег}} = \frac{G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{ок}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})} - \frac{G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h_{\text{ок}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})} = \frac{G_{\text{ок}}(h_{\text{ок}} - h'_{\text{ок}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})}, \quad (7.149)$$

где $h_{\text{ок}} - h'_{\text{ок}} = \Delta h_{\text{ок}}$ – изменение энтальпии греющего агента (основного конденсата), кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (основного конденсата) в СУ, кВт, можно представить как

$$N_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{ок}} \Delta p}{\eta_{\text{н}} \rho}, \quad (7.150)$$

где Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Чтобы определить необходимый расход греющего агента (основного конденсата) $G_{\text{ок}}$, кг/с, поступающего в снегоплавильную установку, составим уравнение теплового баланса

$$G_{\text{ссу}} \Delta h_{\text{снег}} = 3,6 G_{\text{ок}} \Delta h_{\text{ок}} \eta_{\text{ссу}}, \quad (7.151)$$

где $G_{\text{ссу}}$ – количество утилизируемого снега, т/ч; $\Delta h_{\text{снег}}$ – изменение энтальпии снежно-ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг; $\eta_{\text{ссу}}$ – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (основного конденсата) равен

$$G_{\text{ок}} = \frac{G_{\text{ссу}} \Delta h_{\text{снег}}}{3,6 \Delta h_{\text{ок}} \eta_{\text{ссу}}} \quad (7.152)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{\text{рег}} - N_{\text{сн}}, \quad (7.153)$$

который можно представить так

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{\text{рег}}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}} - \frac{G_{\text{ок}}\Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{\text{ок}}(h_{\text{ок}} - h'_{\text{ок}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_d)}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}} - \frac{G_{\text{ок}}\Delta p}{\eta_n\rho} = \\ &= \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\Delta h_{\text{ок}}\eta_{\text{ссу}}}\frac{\Delta h_{\text{ок}}}{(h_{\text{рег}}^3 - h_d)}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}} - \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\Delta h_{\text{ок}}\eta_{\text{ссу}}}\frac{\Delta p}{\eta_n\rho} = \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}}\left(\frac{(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{ок}}\eta_n\rho}\right) \end{aligned} \quad (7.154)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\nu_{\text{тф}}$, кВт·ч/т, получаемая за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега определяется как

$$\nu_{\text{тф}} = \sum N / G_{\text{ссу}} = \frac{\frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}}\left(\frac{(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{ок}}\eta_n\rho}\right)}{G_{\text{ссу}}} = \frac{\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}}\left(\frac{(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{ок}}\eta_n\rho}\right) \quad (7.155)$$

2. Технология использования теплоты конденсата сетевых подогревателей.

Определим дополнительную мощность $N_{\text{рег}}$, кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата пара сетевых подогревателей, используемого для утилизации снега в стационарной снегоплавильной установке

$$N_{\text{рег}} = D_{\text{рег}}(h_o - h_{\text{рег}}^3)\eta_{\text{эм}}, \quad (7.156)$$

где h_o – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{\text{рег}}^3$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД турбогенератора; $D_{\text{рег}}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата пара, используемого для утилизации снега в СУ, кг/с.

Для расчета увеличения расхода пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{\text{рег}}$, кг/с, вызываемого изменением энтальпии греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), составим уравнение теплового баланса для режима работы станции без снегоплавильной установки

$$D_{\text{рег}}(h_{\text{рег}}^3 - h_d) = G_{\text{ксп}}(h_d - h_{\text{ксп}}), \quad (7.157)$$

где $G_{ксп}$ – расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), поступающего в СУ, кг/с; h_{∂} – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг; $h_{ксп}$ – энтальпия греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_{\partial}) = G_{ксп}(h_{\partial} - h'_{ксп}), \quad (7.158)$$

где $D'_{рег}$ и $h'_{ксп}$ – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и энтальпия греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{рег}$, кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{ксп}(h_{\partial} - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_{\partial})} - \frac{G_{ксп}(h_{\partial} - h_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_{\partial})} = \frac{G_{ксп}(h_{ксп} - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_{\partial})}, \quad (7.159)$$

где $h_{ксп} - h'_{ксп} = \Delta h_{ксп}$ – изменение энтальпии греющего агента (конденсата сетевых подогревателей), кДж/кг.

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (конденсата сетевых подогревателей) в СУ, кВт, можно представить как

$$N_{сн} = \frac{G_{ксп} \Delta p}{\eta_n \rho}, \quad (7.160)$$

где Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; η_n – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Чтобы определить необходимый расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей) $G_{ксп}$, кг/с, поступающего в снегоплавильную установку, составим уравнение теплового баланса

$$G_{ссу} \Delta h_{снег} = 3,6 G_{ксп} \Delta h_{ксп} \eta_{ссу}, \quad (7.161)$$

где $G_{ссу}$ – количество утилизируемого снега, т/ч; $\Delta h_{снег}$ – изменение энтальпии снежно-ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг; $\eta_{ссу}$ – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (конденсата сетевых подогревателей) равен

$$G_{ксп} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{ксп}\eta_{ссу}} \quad (7.162)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{рег} - N_{сн}, \quad (7.163)$$

который можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ксп}\Delta p}{\eta_{н\rho}} = \frac{G_{ксп}(h_{ксп} - h'_{ксп})}{(h_{рег}^э - h_d)}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ксп}\Delta p}{\eta_{н\rho}} = \\ &= \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\Delta h_{ксп}\eta_{ссу} \cdot 3,6} \frac{\Delta h_{ксп}}{(h_{рег}^э - h_d)} (h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм} - \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{ксп}\eta_{ссу}} \frac{\Delta p}{\eta_{н\rho}} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left(\frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_{н\rho}} \right) \end{aligned} \quad (7.164)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\nu_{тф}$, кВт·ч/т, получаемая за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составляет

$$\begin{aligned} \nu_{тф} &= \sum N / G_{ссу} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_{н\rho}} \right) / G_{ссу} = \\ &= \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}}{(h_{рег}^э - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_{н\rho}} \right) \end{aligned} \quad (7.165)$$

3. Технология использования теплоты обратной сетевой воды.

Мощность $N_{тф}$, кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет дополнительного отбора пара на сетевые подогреватели (дополнительная теплофикационная мощность), определяется по формуле

$$N_{тф} = D_{сн}(h_o - h_{ср})\eta_{эм}, \quad (7.166)$$

где $D_{сн}$ – расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели, кг/с; h_o , $h_{ср}$ – энтальпии острого пара и средневзвешенная энтальпия отопительных отборов, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

Чтобы найти увеличение расхода пара отопительного отбора на сетевые подогреватели $\Delta D_{сн}$, кг/с, вызванное изменением энтальпии греющего агента (обратной сетевой воды), составим уравнение теплового баланса для нормального режима работы станции без снегоплавильной установки

$$D_{сн}(h_{ср} - h'_{ср}) = G_{осв}(h_{св} - h_{осв}), \quad (7.167)$$

где $G_{ocв}$ – расход греющего агента (обратной сетевой воды), поступающего в СУ, кг/с; h'_{cp} – средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей, кДж/кг; h_{cb} – энтальпия сетевой воды после сетевых подогревателей, кДж/кг; $h_{ocв}$ – энтальпия обратной сетевой воды до сетевых подогревателей, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_{cn}(h_{cp} - h'_{cp}) = G_{ocв}(h_{cb} - h'_{ocв}), \quad (7.168)$$

где D'_{cn} и $h'_{ocв}$ – расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели, кг/с, и энтальпия обратной сетевой воды до сетевых подогревателей, кДж/кг, после изменения схемы.

Увеличение расход пара отопительного отбора на сетевые подогреватели ΔD_{cn} , кг/с, составит

$$\Delta D_{cn} = \frac{G_{ocв}(h_{cb} - h'_{ocв})}{(h_{cp} - h'_{cp})} - \frac{G_{ocв}(h_{cb} - h_{ocв})}{(h_{cp} - h'_{cp})} = \frac{G_{ocв}(h_{ocв} - h'_{ocв})}{(h_{cp} - h'_{cp})}, \quad (7.169)$$

где $h_{ocв} - h'_{ocв} = \Delta h_{ocв}$ – изменение энтальпии греющего агента (обратной сетевой воды), кДж/кг.

Дополнительная мощность $N_{рег}$, кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев конденсата сетевых подогревателей

$$N_{рег} = D_{рег}(h_o - h_{рег}^э)\eta_{эм}, \quad (7.170)$$

где h_o – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{рег}^э$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора; $D_{рег}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева конденсата сетевых подогревателей, кг/с.

Увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{рег}$, кг/с, вызванное изменением энтальпии конденсата сетевых подогревателей, составим уравнение теплового баланса для нормального режима работы станции

$$D_{рег}(h_{рег}^э - h_d) = G_{кcn}(h_d - h'_{cp}), \quad (7.171)$$

где $G_{ксп}$ – расход конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с; h_0 – энтальпия деаэрированной воды после деаэратора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_{рег}(h_{рег}^э - h_д) = G'_{ксп}(h_д - h'_{сп}), \quad (7.172)$$

где $D'_{рег}$ и $G'_{ксп}$ – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и расход конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{рег}$, кг/с, составит

$$\Delta D_{рег} = \frac{G'_{ксп}(h_д - h'_{сп})}{(h_{рег}^э - h_д)} - \frac{G_{ксп}(h_д - h'_{сп})}{(h_{рег}^э - h_д)} = \frac{(G'_{ксп} - G_{ксп})(h_д - h'_{сп})}{(h_{рег}^э - h_д)}, \quad (7.173)$$

где $G'_{ксп} - G_{ксп} = \Delta G_{ксп} = \Delta D_{сп}$ – изменение расхода конденсата сетевых подогревателей, поступающего в трубопровод основного конденсата, кг/с.

Таким образом

$$\Delta D_{рег} = \frac{G_{осв} \Delta h_{осв}}{(h_{сп} - h'_{сп})} \frac{(h_д - h'_{сп})}{(h_{рег}^э - h_д)}. \quad (7.174)$$

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (основного конденсата) в снегоплавильную установку, кВт, можно представить

$$N_{сп} = \frac{G_{осв} \Delta p}{\eta_n \rho}, \quad (7.175)$$

где Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; η_n – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Необходимый расход греющего агента (обратной сетевой воды) $G_{осв}$, кг/с, поступающий в снегоплавильную установку можно определить, составив уравнение теплового баланса

$$G_{ссу} \Delta h_{снег} = 3,6 G_{осв} \Delta h_{осв} \eta_{ссу}, \quad (7.176)$$

где $G_{ссу}$ – количество утилизируемого снега, т/ч; $\Delta h_{снег}$ – изменение энтальпии снежно-ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг; $\eta_{ссу}$ – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (основного конденсата) равен

$$G_{осв} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{осв}\eta_{ссу}} \quad (7.177)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит:

$$\sum N = N_{тф} + N_{рег} - N_{сн}, \quad (7.178)$$

который можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= D_{сп}(h_o - h_{ср})\eta_{эм} + D_{рег}(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм} - \frac{G_{осв}\Delta p}{\eta_n} = \frac{G_{осв}\Delta h_{осв}(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \\ &+ \frac{G_{осв}\Delta h_{осв}}{(h_{ср} - h'_{ср})} \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{G_{осв}\Delta p}{\eta_n \rho} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{осв}\eta_{ссу}} \frac{\Delta h_{осв}(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \\ &+ \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{осв}\eta_{ссу}} \frac{\Delta h_{осв}}{(h_{ср} - h'_{ср})} \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\Delta h_{осв}\eta_{ссу}} \frac{\Delta p}{\eta_n \rho} = \frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \right. \\ &\left. \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв}\eta_n \rho} \right) \quad (7.179) \end{aligned}$$

Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $v_{тф}$, кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составит

$$\begin{aligned} v_{тф} &= \sum N / G_{ссу} = \left(\frac{G_{ссу}\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв}\eta_n \rho} \right) \right) / G_{ссу} = \\ &= \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осв}\eta_n \rho} \right) \quad (7.180) \end{aligned}$$

4. Технология использования теплоты циркуляционной воды.

Мощность $N_{тф}$, кВт, развиваемая турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет отработавшего пара (дополнительная теплофикационная мощность), определяется по формуле

$$N_{тф} = D_k(h_o - h_k)\eta_{эм}, \quad (7.181)$$

где D_k – расход пара в конденсатор, кг/с; h_o , h_k – энтальпии острого пара и энтальпия отработавшего пара турбин, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора.

Чтобы определить расход пара в конденсатор ΔD_K , кг/с, необходимый для утилизации снега в СУ за счет теплоты циркуляционной воды, составим уравнение теплового баланса для режима работы станции без снегоплавильной установки

$$D_K(h_K - h'_K) = G_{цв}(h_{цв} - h'_{цв}), \quad (7.182)$$

где $G_{цв}$ – расход греющего агента (циркуляционной воды), поступающего в СУ, кг/с; h'_K – энтальпия основного конденсата после конденсатора, кДж/кг; $h_{цв}$ – энтальпия циркуляционной воды после конденсатора, кДж/кг; $h'_{цв}$ – энтальпия циркуляционной воды до конденсатора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_K(h_K - h'_K) = G_{цв}(h_{цв} - h''_{цв}), \quad (7.183)$$

где D'_K и $h''_{цв}$ – расход пара в конденсатор, кг/с, и энтальпия циркуляционной воды до конденсатора кДж/кг, после изменения схемы.

Расход пара в конденсатор ΔD_K , кг/с, составит

$$\Delta D_K = \frac{G_{цв}(h_{цв} - h''_{цв})}{(h_K - h'_K)} - \frac{G_{цв}(h_{цв} - h'_{цв})}{(h_K - h'_K)} = \frac{G_{цв}(h'_{цв} - h''_{цв})}{(h_K - h'_K)}, \quad (7.184)$$

где $h'_{цв} - h''_{цв} = \Delta h_{цв}$ – изменение энтальпии циркуляционной воды, используемой в СУ, кДж/кг.

Дополнительная мощность $N_{рег}$, кВт, которая вырабатывается паром регенеративных отборов, расходуемым на подогрев основного конденсата

$$N_{рег} = D_{рег}(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}, \quad (7.185)$$

где h_o – энтальпия свежего пара, кДж/кг; $h_{рег}^3$ – энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора, кДж/кг; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбогенератора; $D_{рег}$ – расход пара условного эквивалентного отбора для регенеративного подогрева основного конденсата, кг/с.

Увеличение расхода пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{рег}$, кг/с, вызванное изменением расхода пара в конденсатор определим, составив уравнение теплового баланса для режима работы станции без снегоплавильной установки

$$D_{\text{рег}}(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}}) = G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}}), \quad (7.186)$$

где $G_{\text{ок}}$ – расход основного конденсата, кг/с; $h_{\text{д}}$ – энтальпия питательной воды после деаэратора, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса при использовании снегоплавильной установки

$$D'_{\text{рег}}(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}}) = G'_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}}), \quad (7.187)$$

где $D'_{\text{рег}}$ и $G'_{\text{ок}}$ – расход пара условного эквивалентного отбора, кг/с, и расход основного конденсата, кг/с после изменения схемы.

Увеличение расход пара условного эквивалентного отбора $\Delta D_{\text{рег}}$, кг/с, составит

$$\Delta D_{\text{рег}} = \frac{G'_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})} - \frac{G_{\text{ок}}(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})} = \frac{(G'_{\text{ок}} - G_{\text{ок}})(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})}, \quad (7.188)$$

где $G'_{\text{ок}} - G_{\text{ок}} = \Delta G_{\text{ок}} = \Delta D_{\text{к}}$ – изменение расхода основного конденсата, кг/с.

Таким образом

$$\Delta D_{\text{рег}} = \frac{G_{\text{цв}} \Delta h_{\text{цв}}}{(h_{\text{к}} - h'_{\text{к}})} \frac{(h_{\text{д}} - h'_{\text{к}})}{(h_{\text{рег}}^3 - h_{\text{д}})} \quad (7.189)$$

Мощность, потребляемую насосами при транспортировке греющего агента (циркуляционной воды) в СУ, кВт, можно представить как

$$N_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{цв}} \Delta p}{\eta_{\text{н}} \rho}, \quad (7.190)$$

где Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³.

Необходимый расход греющего агента (циркуляционной воды) $G_{\text{цв}}$, кг/с, поступающий в снегоплавильную установку можно определить, составив уравнение теплового баланса

$$G_{\text{ссу}} \Delta h_{\text{снег}} = 3,6 G_{\text{цв}} \Delta h_{\text{цв}} \eta_{\text{ссу}}, \quad (7.191)$$

где $G_{\text{ссу}}$ – количество утилизируемого снега, т/ч; $\Delta h_{\text{снег}}$ – изменение энтальпии снежно-ледяной массы в процессе утилизации, кДж/кг; $\eta_{\text{ссу}}$ – КПД стационарной снегоплавильной установки.

Таким образом, расход греющего агента (циркуляционной воды) равен

$$G_{\text{цв}} = \frac{G_{\text{ссу}} \Delta h_{\text{снег}}}{3,6 \Delta h_{\text{цв}} \eta_{\text{ссу}}}. \quad (7.192)$$

Суммарный прирост мощности, развиваемой турбиной на тепловом потреблении, кВт, составит

$$\sum N = N_{\text{тф}} + N_{\text{рег}} - N_{\text{сн}}, \quad (7.193)$$

который, можно представить как

$$\begin{aligned} \sum N &= \Delta D_{\text{к}}(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}} + D_{\text{рег}}(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}} - \frac{G_{\text{цв}}\Delta p}{\eta_{\text{н}}} = \frac{G_{\text{цв}}\Delta h_{\text{цв}}(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} + \\ & \frac{G_{\text{цв}}\Delta h_{\text{цв}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} \frac{(h_{\text{д}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^{\text{э}} - h_{\text{д}})} - \frac{G_{\text{цв}}\Delta p}{\eta_{\text{н}}\rho} = \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{ссу}}} \frac{\Delta h_{\text{цв}}(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} + \\ & \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{ссу}}} \frac{\Delta h_{\text{цв}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} \frac{(h_{\text{д}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{рег}}^{\text{э}} - h_{\text{д}})} - \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{ссу}}} \frac{\Delta p}{\eta_{\text{н}}\rho} = \frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}} \left(\frac{(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} + \right. \\ & \left. \frac{(h_{\text{д}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{рег}}^{\text{э}} - h_{\text{д}})} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{н}}\rho} \right) \quad (7.194) \end{aligned}$$

Величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\nu_{\text{тф}}$, кВт·ч/т, получаемой за счет увеличения отборов пара на утилизацию 1 тонны снега составит:

$$\begin{aligned} \nu_{\text{тф}} &= \sum N / G_{\text{ссу}} = \left(\frac{G_{\text{ссу}}\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}} \left(\frac{(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} + \frac{(h_{\text{д}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{рег}}^{\text{э}} - h_{\text{д}})} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{н}}\rho} \right) \right) / G_{\text{ссу}} = \\ & \frac{\Delta h_{\text{снег}}}{3,6\eta_{\text{ссу}}} \left(\frac{(h_{\text{о}} - h_{\text{к}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')} + \frac{(h_{\text{д}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{о}} - h_{\text{рег}}^{\text{э}})\eta_{\text{эм}}}{(h_{\text{к}} - h_{\text{к}}')(h_{\text{рег}}^{\text{э}} - h_{\text{д}})} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{\text{цв}}\eta_{\text{н}}\rho} \right) \quad (7.195) \end{aligned}$$

Рассчитаем величину удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении для новых технологий утилизации снега на ТЭЦ, используя следующие исходные данные:

1. Изменение энтальпии снежно-ледяной массы в процессе утилизации $\Delta h_{\text{снег}} = 407,76$ кДж/кг.

2. КПД стационарной снегоплавильной установки $\eta_{\text{ссу}} = 0,9$.

3. Электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{\text{эм}} = 0,98$.

4. КПД насоса $\eta_{\text{н}} = 0,8$.

5. Энтальпия свежего пара $h_{\text{о}} = 3480$ кДж/кг.

6. Энтальпия пара третьего отбора (деаэратор) $h_{\text{з}} = 2967$ кДж/кг.

7. Энтальпия пара четвертого отбора (ПНД-4) $h_{\text{4}} = 2833$ кДж/кг.

8. Энтальпия пара пятого отбора (ПНД-3) $h_{\text{5}} = 2728$ кДж/кг.

9. Энтальпия пара седьмого отбора при использовании теплоты конденсата ВСП $h_5^{ecn} = 2761$ кДж/кг.

10. Энтальпия пара шестого отбора (ПНД-2) $h_6 = 2610$ кДж/кг.

11. Энтальпия пара шестого отбора при использовании теплоты конденсата НСП $h_6^{hcn} = 2648$ кДж/кг.

12. Энтальпия пара седьмого отбора (ПНД-1) $h_7 = 2520$ кДж/кг.

13. Энтальпия питательной воды после деаэратора $h_d = 666$ кДж/кг.

14. Средневзвешенная энтальпия отопительных отборов $h_{cp} = 2565$ кДж/кг.

15. Средневзвешенная энтальпия конденсата сетевых подогревателей $h'_{cp} = 401,5$ кДж/кг.

16. Энтальпия отработавшего пара турбин $h_k = 2500$ кДж/кг.

17. Энтальпия конденсата отработавшего пара $h'_k = 235$ кДж/кг.

18. Изменение энтальпии греющего агента для технологий использования теплоты основного конденсата, конденсата сетевых подогревателей и обратной сетевой воды до и после СУ $\Delta h_{ок} = \Delta h_{ксп} = \Delta h_{осв} = 83,76$ кДж/кг.

19. Изменение энтальпии греющего агента для технологии использования теплоты циркуляционной воды до и после СУ $\Delta h_{ув} = 41,9$ кДж/кг.

Все расчеты проведены для энергоблока с турбиной типа Т-100-130, так как данный тип паровых турбин получил наибольшее распространение на отечественных ТЭЦ.

Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора $h_{рег}^3$, кДж/кг рассчитывается в зависимости от рассматриваемой технологии и составляет:

1. Для технологии с использованием теплоты основного конденсата турбин:

а) после ПНД-1

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_6); \quad (7.196)$$

б) после ПНД-2

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_5); \quad (7.197)$$

в) после ПНД-3

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_4) \quad (7.198)$$

2. Для технологии с использованием теплоты конденсата сетевых подогревателей:

а) конденсат нижнего сетевого подогревателя

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_6^{НСП}); \quad (7.199)$$

б) конденсат верхнего сетевого подогревателя

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_5^{ВСП}) \quad (7.200)$$

3. Для технологии с использованием теплоты обратной сетевой воды, составляет:

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_5) \quad (7.201)$$

4. Для технологии с использованием охлаждающей циркуляционной воды, составляет:

$$h_{рег}^3 = 0,5(h_3 + h_7) \quad (7.202)$$

Рассчитаем удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении для каждой из рассмотренной технологии.

1. Удельная выработка электроэнергии $\nu_{тф}$, кВт·ч/т для варианта с использованием теплоты основного конденсата турбин:

а) после ПНД-1

$$\nu_{тф} = \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_0 - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_{н\rho}} \right); \quad (7.203)$$

б) после ПНД-2

$$\nu_{тф} = \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_0 - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_{н\rho}} \right); \quad (7.204)$$

в) после ПНД-3

$$\nu_{тф} = \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_0 - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ок}\eta_{н\rho}} \right) \quad (7.205)$$

2. Удельная выработка электроэнергии $\nu_{тф}$, кВт·ч/т для схемы, с использованием теплоты конденсата сетевых подогревателей:

а) конденсат нижнего сетевого подогревателя

$$\nu_{тф} = \frac{\Delta h_{снег}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_0 - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_\delta)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{кнсн}\eta_{н\rho}} \right); \quad (7.206)$$

б) конденсат верхнего сетевого подогревателя

$$v_{тф} = \frac{\Delta h_{снэг}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{рег}^3 - h_o)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{ксп}\eta_{н\rho}} \right) \quad (7.207)$$

3. Удельная выработка электроэнергии $v_{тф}$, кВт·ч/т для схемы, с использованием теплоты обратной сетевой воды, составляет

$$v_{тф} = \frac{\Delta h_{снэг}}{3,6\eta_{ссу}} \left(\frac{(h_o - h_{ср})\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})} + \frac{(h_d - h'_{ср})(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_{ср} - h'_{ср})(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{осе}\eta_{н\rho}} \right) \quad (7.208)$$

4. Удельная выработка электроэнергии $v_{тф}$, кВт·ч/т для схемы, с использованием охлаждающей циркуляционной воды, составляет

$$v_{тф} = \frac{\Delta h_{снэг}}{\eta_{ссу} \cdot 3,6} \left(\frac{(h_o - h_k)\eta_{эм}}{(h_k - h'_k)} + \frac{(h_d - h'_k)(h_o - h_{рег}^3)\eta_{эм}}{(h_k - h'_k)(h_{рег}^3 - h_d)} - \frac{\Delta p}{\Delta h_{це}\eta_{н\rho}} \right) \quad (7.209)$$

Результаты проведенного расчета удельной выработки электроэнергии для предложенных технологий утилизации снега представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Удельная выработка электроэнергии для технологий утилизации снега

| № | Используемый теплоноситель | Удельная выработка электроэнергии, кВт·ч/т |
|--|--|--|
| СУ производительностью 65 тонн снега в час | | |
| 1 | Основной конденсат турбин после ПНД-1 | 40 |
| 2 | Основной конденсат турбин после ПНД-2 | 35 |
| 3 | Основной конденсат турбин после ПНД-3 | 32 |
| 4 | Конденсат нижнего сетевого подогревателя | 38 |
| 5 | Конденсат верхнего сетевого подогревателя | 34 |
| СУ производительностью 650 тонн снега в час | | |
| 1 | Теплота обратной сетевой воды | 56 |
| 2 | Теплота охлаждающей циркуляционной воды после конденсаторов турбин | 60 |

Из представленных в таблице 7.4 данных видно, что для СУ производительностью 65 тонн снега в час наиболее высокие значения $v_{тф}$ получены для схем с использованием теплоты основного конденсата турбин после ПНД-1 и конденсата нижнего сетевого подогревателя.

Несмотря на достаточно высокую энергетическую эффективность предложенные решения с использованием в качестве греющей среды основного конденсата турбины и конденсата сетевых подогревателей не рекомендуются для

внедрения на СУ, размещаемых на ТЭЦ. Основным недостатком этих решений является незначительная производительность СУ, не позволяющая в поной мере использовать потенциал ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц снега.

Наибольшая энергетическая эффективность для СУ производительностью 650 тонн снега в час (см. таблицу 7.4) достигается при использовании теплоты циркуляционной воды после конденсаторов турбин, однако, учитывая основные недостатки контактного способа утилизации снега на ТЭЦ, а именно: необходимость установки водоочистных сооружений большой мощности для очистки общего потока воды после снегоплавильной камеры; ограниченную сферу применения из-за работы ТЭЦ с минимальной конденсационной нагрузкой в зимний период; необходимость консервации градирен с возможностью быстрого их ввода в эксплуатацию при загрузке ТЭЦ на максимальную электрическую мощность, к реализации предлагается решение с применением в снегоплавильной установке обратной сетевой воды.

Для оценки экономии условного топлива для предложенных технологий утилизации снега на ТЭЦ были использованы следующие исходные данные:

1. Энтальпия свежего пара $h_0 = 3480$ кДж/кг.
2. Энтальпия питательной воды $h_{п.в} = 990$ кДж/кг.
3. Теплота сгорания условного топлива $Q_H^p = 29309$ кДж/кг.
4. Удельный расход условного топлива на теплофикационную выработку электроэнергии $b_{э,т} = 0,158$ кг/(кВт·ч).
5. Удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии $b_{э,к} = 0,423$ кг/(кВт·ч).
6. Число часов работы стационарной снегоплавильной установки $ЧЧР = 2160$ ч.
7. КПД парового котла $\eta_{пк} = 0,92$.

Экономичность новых технологий утилизации снега на ТЭЦ вычисляется по следующим формулам.

Экономия условного топлива, т/ч

$$\Delta B = v_{mf}(b_{\text{э.к}} - b_{\text{э.м}})G_{\text{ссу}} \cdot 10^{-3} \quad (7.210)$$

Дополнительные затраты топлива на выработку в котле дополнительного расхода пара $B_{\text{доп}}$, т/ч

$$B_{\text{доп}} = \frac{\Delta D_i^1 (h_o - h_{n,e})}{Q_n^p \eta_{\text{нк}}} \quad (7.211)$$

Результаты расчета экономии топлива на ТЭЦ сведены в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 - Годовая экономия условного топлива для технологии утилизации снега с использованием обратной сетевой воды

| Технология | Величина | |
|--|-------------------------------|-----------------------------|
| | Производительность СУ, т/ч | Экономия топлива, т у.т. |
| Использование теплоты обратной сетевой воды на Ульяновской ТЭЦ-1 | 650 | 14 653 |

Ниже представлены результаты расчета экономической эффективности реализации проекта строительства стационарной снегоплавильной установки, использующей в качестве теплоносителя обратную сетевую воду (в соответствии с рисунком 4.14), на примере Ульяновской ТЭЦ-1.

Ориентировочные капитальные затраты на сооружение снегоплавильной установки на площадке ТЭЦ (в ценах 2023 г.) представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Капитальные затраты на сооружение снегоплавильной установки на площадке ТЭЦ*

| № | Наименование | Затраты тыс. руб. без НДС |
|----------|---|---------------------------|
| 1 | Железобетонный резервуар (70м×30м×5м), включая камеру для загрузки и плавления снега и песколовку | 53 831,63 |
| 2 | Теплообменник модульной конструкции | 32 527,88 |
| 3 | Циркуляционные насосы | 10 539,00 |
| 4 | Циркуляционные трубопроводы | 4 779,25 |
| 5 | Прочее вспомогательное оборудование | 8 666,88 |
| 6 | Установка и монтаж оборудования | 91 138,75 |
| 7 | Стоимость водоочистных сооружений для очистки талой воды, включая СМР | 195 500,00 |
| 8 | Итого | 396 983,39 |

Расчет экономической эффективности проекта реализации СУ на ТЭЦ выполнен в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [75].

В расчете учитывалась экономия условного топлива на ТЭЦ, экономия дизельного топлива на вывоз снега автотранспортом, получаемая из-за снижения протяженности пути от центра города до места утилизации снега, капитальные и эксплуатационные затраты на сооружение и обслуживание снегоплавильной установки. Результаты оценки экономической эффективности представлены в таблице 7.7. Все представленные показатели рассчитаны в ценах 2023 года без НДС.

Таблица 7.7 - Экономические показатели реализации проекта на УЛТЭЦ-1

| | |
|---|---------|
| Экономия условного топлива, млн руб., без НДС | 70,510 |
| Экономия топлива на перевозку снега составляет, млн руб., без НДС | 125,382 |
| Капитальные затраты, млн руб., без НДС | 396,983 |
| Эксплуатационные расходы, млн руб./год, без НДС | 19,7 |
| Ставка дисконтирования, % | 18 |
| ЧДД, млн руб. | 328,751 |
| Внутренняя норма доходности, % | 17 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 4,81 |

Анализ представленных в таблице 7.7 данных показывает, что основной эффект достигается за счет снижения затрат дизельного топлива на перевозку снега (125,382 млн руб.), т.к. для г. Ульяновска «плечо» вывоза снега при использовании площадки УЛТЭЦ-1 вместо «сухой» снегосвалки снижается на 16 км. В случае расположения теплоэлектроцентрали на сопоставимом со снегосвалкой расстоянии окупаемость проекта только за счет повышения тепловой экономичности ТЭЦ не будет обеспечена в разумные сроки.

С целью снижения капитальных затрат при реализации предложенной технологии, предусматривающей применение обратной сетевой воды в качестве теплоносителя в СУ, разработаны рекомендации, позволяющие обеспечить окупаемость таких проектов.

Наиболее простым и обоснованным решением при использовании для плавления снега обратной сетевой воды является сооружение снегоплавильных установок не на территории ТЭЦ, а на городских площадках вблизи магистральных трубопроводов тепловых сетей. Такое решение позволит размещать СУ в непосредственной близости от убираемых от снега городских территорий и, соответственно, существенно снизить затраты на перевозку снега автотранспортом. Реализация такого проекта будет выгодна как для энергокомпании, так и для муниципального образования. Эффект для энергокомпании будет складываться из двух составляющих: во-первых, продажи тепловой энергии по установленным на СУ приборам учета; во-вторых, за счет снижения температуры возвращаемой на ТЭЦ обратной сетевой воды. Муниципальное образование, помимо решения вопроса с экологически чистой утилизацией снега, получит экономический эффект за счет снижения затрат на вывоз снега. В случае финансирования проекта за счет муниципального бюджета будут исключены инвестиционные риски энергокомпании.

При проектировании снегоплавильных установок на территории городских ТЭЦ для снижения капитальных затрат рекомендуется выбирать производительность СУ с учетом возможности складирования вывозимого с городских улиц снега перед утилизацией. Как правило, на большинстве ТЭЦ имеются значительные территории, не задействованные в производственном процессе.

Рекомендации по снижению капитальных затрат на СУ были учтены при оценке окупаемости проекта, предложенного для реализации на площадке Тольяттинской ТЭЦ (ТоТЭЦ) в г. Тольятти. Площадь территории Тольяттинской ТЭЦ превышает 90 га, что позволяет складировать снег перед утилизацией. Снижение производительности СУ более чем в два раза по сравнению с расчетной величиной (до 300 т/ч) позволила снизить капитальные затраты на 45% и обеспечить дисконтированную окупаемость проекта в течение 3,6 года (см. таблицу 7.8). В расчете учтено увеличение продолжительности работы СУ за

сезон с 90 до 150 дней за счет возможности складирования снега на площадке ТоТЭЦ.

Таблица 7.8 - Экономические показатели реализации проекта на Тольяттинской ТЭЦ

| | |
|--|---------|
| Ставка дисконтирования, % | 18 |
| Инвестиции в ценах 2023 г., тыс. руб. | 218 341 |
| Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб. | 343 687 |
| Внутренняя норма доходности (IRR), % | 30 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 3,56 |

Следует отметить, что при расчете эффективности инвестиций не учитывались платежи за утилизацию принимаемого на УлТЭЦ-1 и ТоТЭЦ снега. Например, по данным АО «Мосводоканал» стоимость плавления 1 м³ снега в 2023 году составляла 156,77 руб. (с учетом НДС).

Ниже представлен расчет обоснованной стоимости утилизации снега на ТЭЦ применительно к условиям г. Ульяновска.

Взаимовыгодное сотрудничество муниципальных образований с энергетическими компаниями возможно при условии, что цена утилизации 1 м³ снега на ТЭЦ, будет ниже стоимости вывоза снега на «сухую» снегосвалку или городскую снегоплавильную установку.

Применительно к г. Ульяновску разница в стоимости вывоза снега на сухую» снегосвалку в с. «Баратаевка» (существующая схема) и УлТЭЦ-1 составляет 125,382 млн руб. за сезон. С учетом дисконта в размере 20% от разницы в стоимости вывоза снега рассчитана возможная стоимость платежа за его утилизацию на УлТЭЦ-1, которая составила 25 руб. за 1 м³.

Таким образом, с учетом утилизации на УлТЭЦ-1 около 4,0 млн м³ снега, принимаемого по тарифу 25 руб./м³, выручка энергокомпании за сезон может составить около 100 млн руб. (с учетом НДС). С учетом платежей за плавление снега, технология использования теплоты обратной сетевой воды для утилизации снега на ТЭЦ имеет хорошие перспективы коммерциализации.

7.6. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ с использованием программных комплексов для ЭВМ

В современных условиях регулируемых экономических отношений в сфере тепло- и электроэнергетики формирование тарифов напрямую зависит от показателей тепловой экономичности ТЭЦ.

До 1996 г. на ТЭС РАО «ЕЭС России» применялся балансовый («физический») метод расчета расхода топлива на каждый из видов энергии [2], основанный на расчете балансовых уравнений потоков энергии без учета действия второго закона термодинамики. В основе этого метода лежит принцип качественного равенства производимых на ТЭЦ электрической и тепловой энергии. При таком расчете допускается, что количество теплоты, отданной паром в конденсаторе, и такое же количество теплоты, полученной в энергетическом котле, равноценны. Расчеты основываются на законе сохранения и превращения энергии, т.е. первом законе термодинамики. В соответствии с этим методом вся экономия топлива от теплофикации относится к электрической энергии, а себестоимость производства теплоты соответствовала отпуску ее непосредственно от энергетических котлов. Высокие тарифы на теплоту (зависящие от ее себестоимости) обусловили в 1992 - 1994 гг. массовое строительство на промышленных предприятиях индивидуальных котельных [4].

Применение «физического» метода в условиях развала системы государственного планирования и бессистемного принятия решений о строительстве котельных вызвало отток потребителей тепла от ТЭЦ и перевод промышленных потребителей на собственные источники теплоснабжения. За период с 1985 по 1995 г. отпуск тепла от ТЭЦ снизился на 164 млн. Гкал, или на 23 %, что вызвало необходимость перехода отрасли на действующий в настоящее время метод раздельного производства энергии [3]. На электростанциях этот метод часто называют «пропорциональным».

Начиная с 1996 г. метод [4] стал применяться в качестве официально признанного в электроэнергетике. В отличие от физического метода распределения затрат топлива, метод раздельного производства энергии учиты-

вают ценность пара из отборов турбин, которые обеспечивают отпуск тепловой энергии по комбинированному циклу. В итоге внедрение метода отдельного производства привело к тому, что значение удельного расхода условного топлива (УРУТ), относимое на отпуск тепла от ТЭС, снизилось в целом по отрасли на 29 кг/Гкал (со 175 до 146 кг/Гкал), а значение УРУТ на отпуск электроэнергии возросло на 34 г/(кВт·ч) – с 312 до 346 г/(кВт·ч) [4].

Недостатками описанных выше методов оценки тепловой экономичности ТЭС в соответствии с РД 34.08.552 является необходимость значительного количества исходных данных и трудоемких вычислений.

Для оценки энергетической эффективности структурных изменений в тепловых схемах ТЭС в научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) Ульяновского государственного технического университета разработана методика [152], основанная на использовании такого показателя тепловой экономичности, как удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП). При расчете показателей энергетической эффективности методом УВЭТП учитывается величина удельной выработки электроэнергии за счет отборов пара турбины и регенеративного подогрева конденсата пара, используемого для подогрева теплоносителей.

Применение методики УВЭТП позволяет быстро и с достаточной для технических расчетов точностью оценить изменение тепловой экономичности ТЭС в тоннах условного топлива с использованием минимального количества исходных данных. Однако основным недостатком рассмотренной методики является отсутствие возможности оценки значений удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, а также основных технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭС.

Этот недостаток был исключен в разработанной автором методике расчета технико-экономических показателей ТЭС (ТЭП ТЭС) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающей в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику

расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций (в соответствии с РД 34.08.552 «Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования»), а также методику оценки выбросов CO₂.

Разработанная оригинальная методика расчета позволяют производить расчеты технико-экономических показателей ТЭЦ в соответствии с официально признанными в электроэнергетике методами. Основным преимуществом является возможность быстрой оценки величины выработки электроэнергии на тепловом потреблении при изменении схемы или режима работы ТЭЦ с последующим учетом этой величины при расчете ТЭП в соответствии с РД 34.08.552-93 («физическим» методом) или РД 34.08.552-95 («пропорциональным» методом).

Рассмотрим зависимости для расчетов показателей тепловой экономичности ТЭЦ, используемые в разработанной методике расчета для «физического» метода.

Расход электроэнергии на собственные нужды турбин, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_m^{сн} = \mathcal{E}_m^{сн\%} \mathcal{E}^{изм} / 100, \quad (7.212)$$

где $\mathcal{E}_m^{сн\%}$ – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин, %; $\mathcal{E}^{изм}$ – выработка электроэнергии после изменения схемы с учетом дополнительной теплофикационной мощности, тыс. кВт·ч.

Расход электроэнергии на собственные нужды котлов, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_к^{сн} = \mathcal{E}_к^{сн\%} \mathcal{E}^{изм} / 100, \quad (7.213)$$

где $\mathcal{E}_к^{сн\%}$ – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды котлов, %.

Расход электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{тепл} = \mathcal{E}_{тепл}^{\%} \mathcal{E}^{изм} / 100, \quad (7.214)$$

где $\mathcal{E}_{тепл}^{\%}$ – затраты электроэнергии на теплофикационную установку, %.

Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}^{изм} - \mathcal{E}_m^{сн} - \mathcal{E}_к^{сн} - \mathcal{E}_{тепл} \quad (7.215)$$

Отпуск тепла за счет нагрева в сетевых насосах, Гкал

$$Q_{нас}^{зв} = 0,671(\mathcal{E}_{сет} \mathcal{E}^{изм} / 100), \quad (7.216)$$

где $\mathcal{E}_{сет}$ – расход электроэнергии на сетевые насосы, %.

Доля отпуска тепла за счет нагрева в сетевых насосах, %

$$\alpha_{нас} = Q_{нас}^{зв} / (Q_{от}^{изм} - Q_{от}^{пвк} - Q_{от}^{роу}) 100, \quad (7.217)$$

где $Q_{от}^{изм}$ – отпуск тепловой энергии (по группе) после изменения схемы, Гкал;
 $Q_{от}^{пвк}$ – отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов (ПВК), Гкал; $Q_{от}^{роу}$ – отпуск
 тепла от РОУ, Гкал.

Доля потерь при отпуске тепла от энергетических котлов, %

$$\alpha_{пот}^{эк} = Q_{пот}^{мп} / (Q_{от}^{изм} - Q_{от}^{пвк} - Q_{от}^{роу} - Q_{нас}^{зв}) 100, \quad (7.218)$$

где $Q_{пот}^{мп}$ – технологические потери тепла, связанные с его отпуском, от наружного
 охлаждения трубопроводов, бойлеров и пр. оборудования, Гкал/ч.

Доля отпуска тепла от ПВК, %

$$\alpha_{пвк} = 100 Q_{от}^{пвк} / Q_{от}^{изм} \quad (7.219)$$

Отпуск тепла из встроенных пучков (ВП) турбин с собственными нуждами
 (СН), Гкал

$$Q_{вп} = G_{в.п} (t_{в.п}^{6lx} - t_{в.п}^{6x}) / 1000, \quad (7.220)$$

где $G_{в.п}$ – расход воды через встроенный пучок (ВП) турбин, т; $t_{в.п}^{6lx}$ – температура
 воды на выходе из ВП, °С; $t_{в.п}^{6x}$ – температура воды на входе в ВП, °С.

Отпуск тепла из отопительного отбора (ТО) турбин с СН, Гкал

$$Q_{то} = G_{с.б} (t_{с.б}^{6lx} - t_{с.б}^{6x}) / 1000, \quad (7.221)$$

где $G_{с.б}$ – расход сетевой воды через сетевые подогреватели (СП), т; $t_{с.б}^{6lx}$ –
 температура сетевой воды на выходе из ВП, °С; $t_{с.б}^{6x}$ – температура сетевой воды на
 входе в ВП, °С.

Отпуск тепла из производственного отбора (ПО) с СН, Гкал

$$Q_{н.о} = D_{н.о} (h_{н.о} - 100) / 1000, \quad (7.222)$$

где $D_{н.о}$ – расход пара производственного отбора, т; $h_{н.о}$ – энтальпия пара
 производственного отбора, ккал/кг.

Номинальное значение КПД нетто группы котлов:

$$\eta_{к(эк)}^H = (\eta_{к(эк)}^{\bar{p}} (100 - q_k^{CH})(100 - (\mathcal{E}_э / \mathcal{E}^{изм} 100))) / (K_q (100 - \mathcal{E}_m^{CH\%}) 100), \quad (7.223)$$

где $\eta_{к(эк)}^{\bar{p}}$ – номинальное значение КПД брутто группы энергетических котлов (прямой баланс), %; q_k^{CH} – номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды котла, %; $\mathcal{E}_э$ – выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч.

Отпуск тепла от турбин (с собственными нуждами), Гкал

$$Q_{турб} = (Q_{в.н} + Q_{т.о} + Q_{п.о}) + (Q_{в.н}^{изм} + Q_{т.о}^{изм} + Q_{п.о}^{изм} + Q_i^{изм}), \quad (7.224)$$

где $Q_{в.н}^{изм}$ – дополнительный отпуск тепла из ВП турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал; $Q_{т.о}^{изм}$ – дополнительный отпуск тепла из отопительного отбора (ТО) турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал; $Q_{п.о}^{изм}$ – дополнительный отпуск тепла из производственного отбора (ПО) турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал; $Q_i^{изм}$ – дополнительный отпуск тепла из i -го отбора турбин с собственными нуждами после изменения схемы, Гкал.

Расход тепла брутто на производство электроэнергии турбиной, Гкал

$$Q_э = D_o^{изм} (h_0 - h_{н.в}) / 1000 - Q_{турб}, \quad (7.225)$$

где $D_o^{изм}$ – расход острого пара на турбины после изменения схемы, т; h_0 – энтальпия острого пара, ккал/кг; $h_{н.в}$ – энтальпия питательной воды, ккал/кг.

Удельный расход тепла брутто на производство электроэнергии, ккал/кВт·ч

$$q_m^{\bar{p}} = Q_э / Q^{изм} 1000 \quad (7.226)$$

Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии, ккал/кВт·ч

$$q_m^{нт} = q_m^{\bar{p}} (100 + q_m^{CH}) / (100 - \mathcal{E}_m^{CH\%}), \quad (7.227)$$

где q_m^{CH} – номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды турбины, %; $\mathcal{E}_m^{CH\%}$ – номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин, %.

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

$$K_9 = \frac{(Q_9 + (q_m^{ch} Q_{мурб} / 100))}{(Q_9 + \left(\frac{q_m^{ch} Q_{мурб}}{100}\right) + (Q_{om}^{изм} + Q_{om}^{нвк} + Q_{нас}^{зб})(100 + \alpha_{ном}^{эк}) / 100)} \quad (7.228)$$

Номинальное значение расхода электроэнергии на собственные нужды, отнесенного на производство электроэнергии, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_9 = \left(\mathcal{E}_m^{ch\%} \mathcal{E}^{изм} / 100\right) + \left(\mathcal{E}_k^{ch\%} \mathcal{E}^{изм} / 100\right) K_9 \quad (7.229)$$

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.

$$B_9 = b_9 \mathcal{E}_{o.m} / 1000, \quad (7.230)$$

где b_9 – удельный расходы топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч.

Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.

$$B_m = b_m Q_{om}^{изм} / 1000, \quad (7.231)$$

где b_m – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал.

Общестанционный расход условного топлива, т у.т.

$$B = B_9 + B_m \quad (7.232)$$

Удельный расходы топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч

$$b_9 = 100 q_m^{um} (100 + K_{cm}) 1 / (\eta_{k(эк)}^H \eta_{mn}^T), \quad (7.233)$$

где K_{cm} – коэффициент стабилизации тепловых процессов; η_{mn} – КПД теплового потока, %.

Промежуточный удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по энергетическим котлам, кг/Гкал.

$$b_m^{n(эк)} = (100 + \alpha_{ном}^{эк})(100 + K_{cm}) 1000 / (\eta_{k(эк)}^H \eta_{mn}^T) / 100. \quad (7.234)$$

Промежуточный удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии по пиковым водогрейным котлам, кг/Гкал:

При $Q_{om}^{нвк} = 0$

$$b_m^{n(нвк)} = 0, \quad (7.235)$$

При $Q_{om}^{нвк} > 0$

$$b_m^{n(нвк)} = (100 + \alpha_{ном}^{нвк}) 1000 / (7 \eta_{k(эк)}^{бр}) \quad (7.236)$$

Увеличение удельного расхода топлива вследствие дополнительных затрат электроэнергии

$$\Delta b_{mэ} = ((\mathcal{E}_{менл}^{\%} \mathcal{E}^{изм}) / 100 b_э) / Q_{о.м}^{изм} \quad (7.237)$$

Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал

$$b_m = \Delta b_{mэ} + (b_m^{n(эк)} (100 - \alpha_{нвк} - \alpha_{нас}) + b_m^{n(нвк)} \alpha_{нвк}) 0,01 \quad (7.238)$$

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г/кВт·ч

$$b_{э.т.} = (B_э \cdot 895 \mathcal{E}_{тф} / 1000) / ((\mathcal{E}_{от} \mathcal{E}_{тф}^{\%} / 100) / 1000 (q_m^{\bar{б}р} \mathcal{E}^{изм} / 1000)), \quad (7.239)$$

где $\mathcal{E}_{тф}$ – теплофикационная выработка всего, тыс. кВт·ч.

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г/кВт·ч

$$b_{э.к.} = (B_э - b_{э.т.} \mathcal{E}_{от} \mathcal{E}_{тф}^{\%} / 10^5) / (\mathcal{E}_{от} - (\mathcal{E}_{от} \mathcal{E}_{тф}^{\%} / 100)) 1000 \quad (7.240)$$

Для автоматизации расчетов разработанная методика расчета ТЭП ТЭЦ реализована в виде программных комплексов для ЭВМ:

1. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [166].

2. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [167].

Разработанные программы имеют свидетельства о государственной регистрации № 2016662635 и № 2016662634 (Приложение 2).

Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93» («физический» метод) представлен рисунке 7.5.

Отличительная особенность методики расчета для РД 34.08.552-95 («пропорциональный» метод) в сравнении с «физическим» методом (РД 34.08.552-93) заключается в необходимости расчета дополнительных показателей, таких как:

- коэффициенты ценности теплоты, отпускаемой из отборов турбин;
- увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбин;
- коэффициент увеличения расхода топлива котлами при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсатора турбин;
- коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсатора турбин;
- коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии.

На рисунке 7.6 представлено рабочее окно программного комплекса.

Окно имеет две закладки «Расчет» и «Расчетные зависимости». Первая закладка «Расчет» содержит 5 блоков: исходные данные; параметры УВЭТП; результаты расчета; принципиальная схема энергоблока; панель управления.

Блок «Исходные данные» включает в себя значения параметров работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и заполняется на основе данных учета и энергетических характеристик. Исходные данные можно условно поделить на две группы: данные, получаемые по результатам учёта выполняемого на ТЭЦ и данные, рассчитываемые в соответствии с методикой УВЭТП.

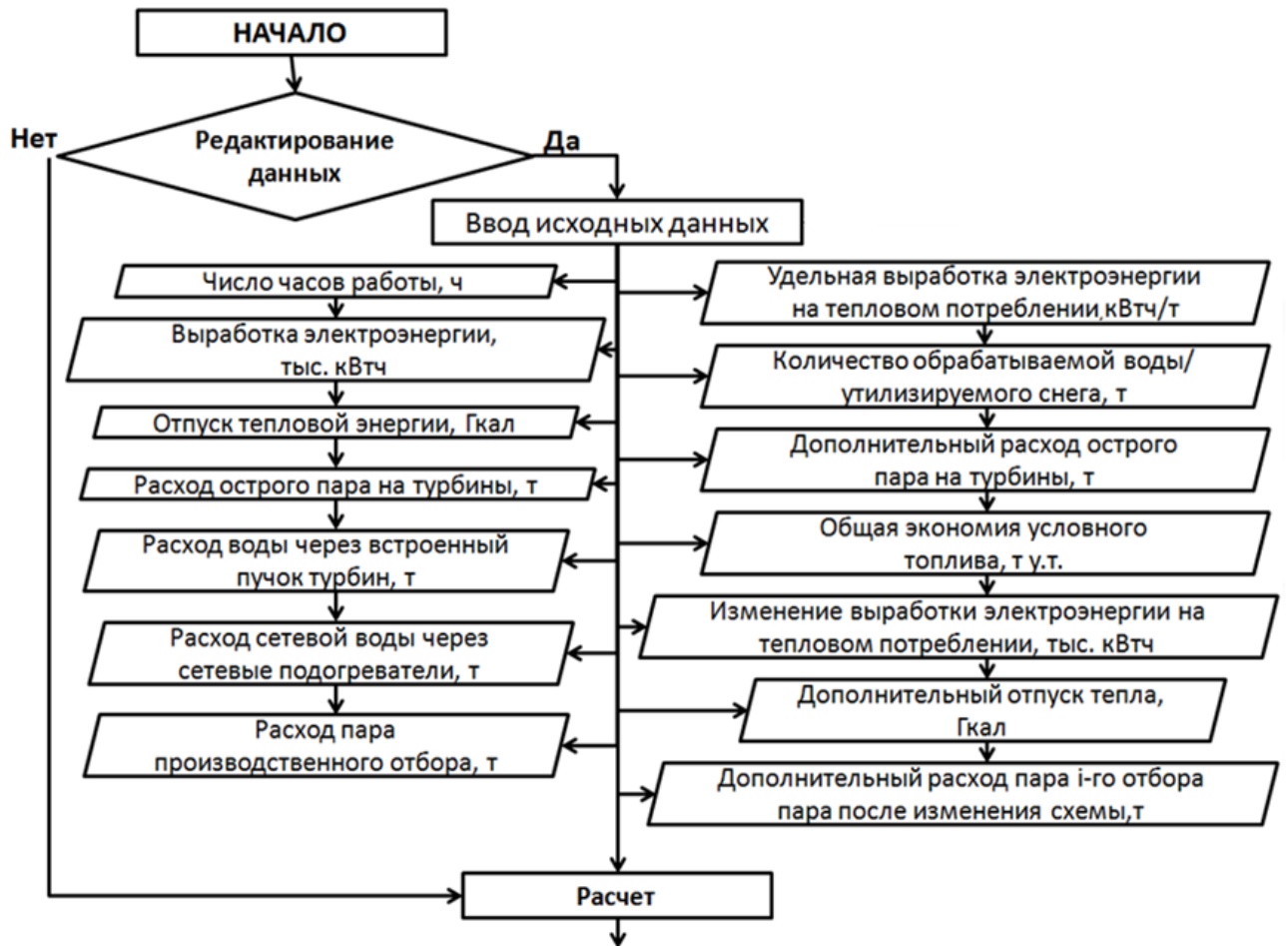
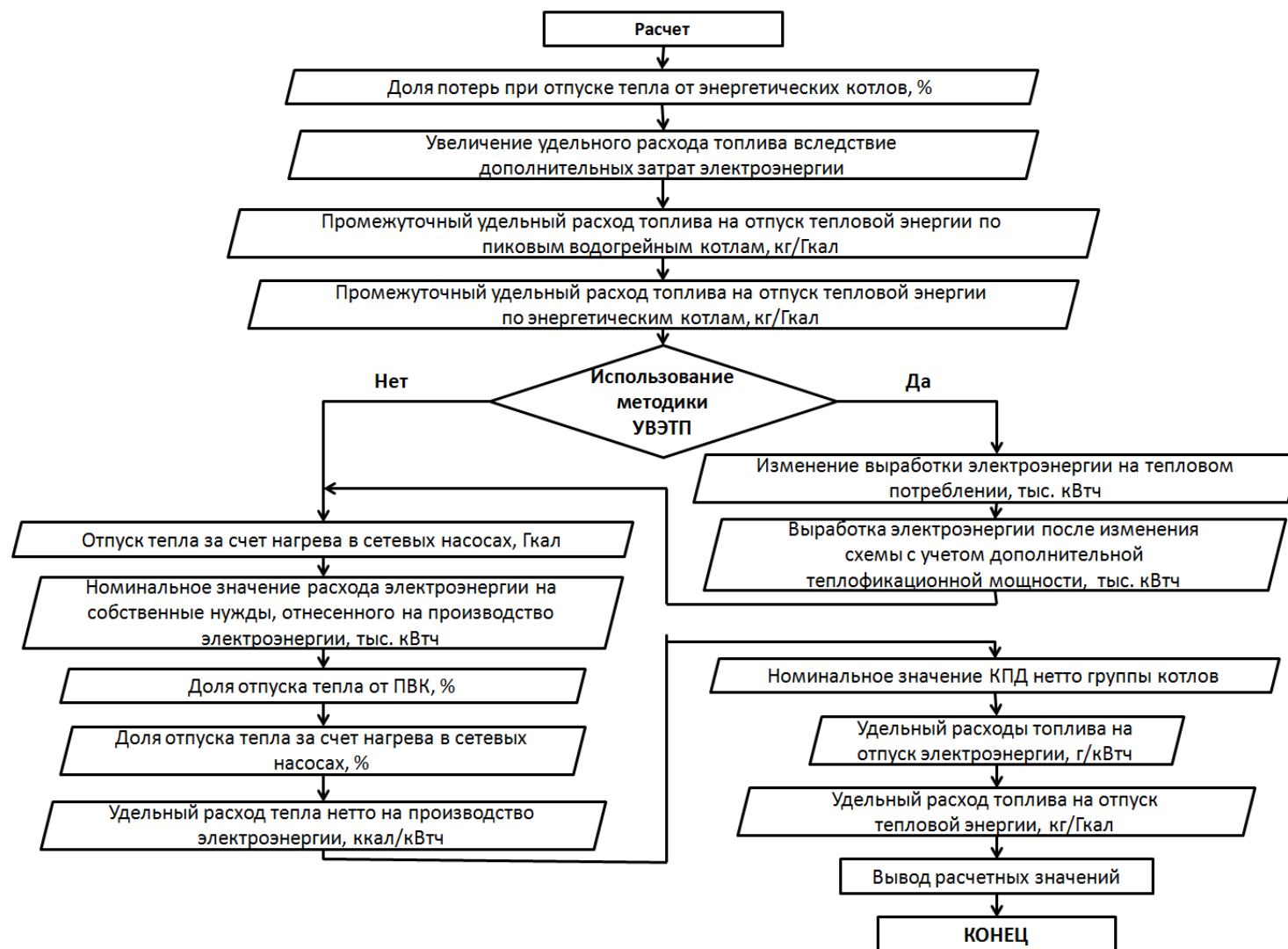


Рисунок 7.5 - Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93»



Продолжение рисунка 7.5 - Алгоритм работы программы «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93»

Блок «Параметры УВЭТП» включает в себя результаты расчета изменений в тепловой схеме ТЭЦ, выполненных методом удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении

Блок «Результаты расчета» включает в себя показатели тепловой экономичности ТЭЦ после изменения тепловой схемы/режима работы с учетом результатов расчета методом Удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Блок «принципиальная схема энергоблока» содержит в себе графическое изображение схемы энергоблока, которое открывается в новом окне и имеет возможность масштабироваться и свободно перемещаться.

Вторая закладка «Расчетные зависимости» содержит все значения, получаемые по ходу расчета.

Программные комплексы созданы при помощи Microsoft Visual C# 2010 Express Edition, который является частью продуктовой линейки Visual Studio 2010 Express family – свободного набора инструментов, разработанных компанией Microsoft под операционной системой Windows, работает под операционной системой Windows XP/7 и не требователен к ресурсам компьютера.

В настоящее время расчет показателей тепловой экономичности на ТЭЦ, как правило, выполняется по обеим методикам как в соответствии с РД 34.08.552-93, так и РД 34.08.552-95. Для анализа сопоставимости результатов расчетов показателей тепловой экономичности ТЭЦ, проведенных по методике РД 34.08.552-93, РД 34.08.552-95 и УВЭТП, рассмотрим технологию использования инфраструктуры ТЭЦ для утилизации снега [138]. Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Исходные данные для расчета тепловой экономичности ТЭЦ

| Параметр | Размерность | Значение |
|--|-------------|----------|
| Энтальпия питательной воды | ккал/кг | 230 |
| Расход острого пара на турбины | т | 6735179 |
| Энтальпия острого пара | ккал/кг | 832 |
| Энтальпия пара производственного отбора | ккал/кг | 712 |
| Номинальное значение КПД брутто группы энергетических котлов (прямой баланс) | % | 92 |
| КПД теплового потока | % | 96 |
| Номинальное значение КПД брутто группы пиковых котлов (прямой баланс) | % | 90 |
| Технологические потери тепла, связанные с его отпуском, от наружного охлаждения трубопроводов, бойлеров и пр. оборудования | Гкал/ч | 10,00 |
| Номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды турбин | % | 2,66 |
| Номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды котлов | % | 10,00 |
| Номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды турбины | % | 1,18 |
| Номинальное значение суммарного расхода тепловой энергии на собственные нужды котла | % | 2,08 |
| Затраты электроэнергии на теплофикационную установку, | % | 2,37 |
| Коэффициент, учитывающий тепло дополнительно внесенное в топку котла | - | 1,00 |

Плавление снега происходит в стационарной снегоплавильной установке, теплоносителем для которой является поток обратной сетевой воды. Расход обратной сетевой воды, проходящей через теплообменную установку, составляет 3500 т/ч, количество утилизируемого снега – 650 т/ч. В расчете учитывалось изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет увеличения расхода пара из отопительного отбора турбины.

Проведенные в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95 расчеты показали (таблица 7.10), что внедрение на ТЭЦ новой технологии утилизации снега за счет использования обратной сетевой воды позволяет улучшить удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии более чем на 15 г/кВт·ч, а на отпуск теплоты – на 0,21 кг/Гкал.

Таблица 7.10 - Результаты расчета УРУТ по РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95

| Параметр | До изменения схемы | | После изменения схемы | |
|---|--------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| | РД 34.08.552-93 | РД 34.08.552-95 | РД 34.08.552-93 | РД 34.08.552-95 |
| Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал | 178,55 | 144,11 | 178,34 | 143,90 |
| Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч | 217,98 | 292,34 | 202,58 | 276,94 |

Отклонение результатов расчета экономии условного топлива рассмотренными методами не превышает 1,0%. Сходимость результатов расчета экономии топлива также подтверждается и для других вариантов оптимизации тепловых схем и режимов работы ТЭЦ.

Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод, что расчеты абсолютных значений экономии условного топлива, проведенные по методике РД 34.08.552-93 («физический» метод), РД 34.08.552-93 («пропорциональный» метод) и УВЭТП, дают сопоставимый результат.

Использование разработанных программных комплексов для расчета изменений тепловых схем и режимов работы тепловых электростанций позволяет оценить тепловую экономичность ТЭЦ двумя методами с минимальными затратами времени на выполнение расчетов. Особенностью разработанных программ является возможность выполнения верификации расчетных математических моделей для существующего режима работы ТЭЦ (до внесения изменений в тепловую схему или режим работы). Последующие расчеты для новых тепловых схем или режимов работы выполняются с использованием

верифицированной математической модели, что позволяет получить достоверные значения изменения показателей экономичности ТЭЦ.

Следует отметить, что в настоящее время разработанные программные комплексы используются в филиале «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» при ежемесячных и ежесуточных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ на ТЭП (см. Приложение 1).

7.7. Выводы по главе 7

1. Основным показателем тепловой экономичности ТЭЦ, по которому осуществляется отбор электростанций для поставок электроэнергии на ОРЭМ, является удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии. В настоящее время на отечественных ТЭЦ расчет УРУТ производится в соответствии РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» (так называемый «пропорциональный» метод), одновременно на многих электростанциях продолжают выполнять расчеты в соответствии с РД 34.08.552-93 по «физическому» методу.

2. Предложена усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ (ТЭП ТЭЦ) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающая в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций, а также методику оценки выбросов CO₂.

2.1. Особенностью усовершенствованной методики расчета ТЭП ТЭЦ является то, что при изменении типовых схем или режим работы оборудования учитывается изменение величины удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, которое затем учитывается при решении уравнений

материального и теплового балансов в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95. Изменение режимов работы оборудования учитывается введением поправок по типовым энергетическим характеристикам. По результатам расчета общего расхода топлива также рассчитывается изменение валового выброса диоксида углерода в соответствии с применяемой в теплоэнергетике методике РД 153-34.0-02.318-2001.

2.2. Основным преимуществом усовершенствованной методики расчета ТЭП ТЭЦ является существенное уменьшение необходимых для выполнения расчета исходных данных и отказ от большого количества допущений, применение которых неизбежно увеличивает погрешность вычислений. Для расчета удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении достаточно знать только изменения энтальпий теплоносителей. При этом расхождения в результатах расчета не превышают 3 - 4 %. Проверка погрешности расчетов проводилась путем сравнения результатов расчета ТЭП, выполненных в программном комплексе ThermoFlow для энергоблока с турбиной типа Т-100/120-130.

3. Применительно к новым технологиям использования низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин ТЭЦ для покрытия тепловых нагрузок ВПУ расчетная величина годовой экономии топлива составляет:

3.1. Для показанного на рисунке 2.1 решения экономия - более 3000 тонн условного топлива в расчете на ВПУ производительностью 2000 м³/ч (снижение выбросов CO₂ составляет 4845 т).

3.2. Для ВПУ ТЭЦ с расходом добавочной питательной воды 400 м³/ч, реализуемой в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.3, годовая экономия топлива превышает 7900 т у.т. (выбросы CO₂ снижаются на 12759 т).

3.3. Экономический эффект от использования пятого отбора пара турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 на Ульяновской ТЭЦ-1 составляет более 1800 т у.т. (снижение выбросов CO₂ - 2907 т).

4. Расчет энергетической эффективности предложенной технологии использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети, выполненный по предложенной методике, показал, что при работе ТЭЦ в режиме заполнения

баков в часы максимального электропотребления в течение 12 часов дополнительная мощность, вырабатываемая турбоагрегатом с турбиной типа Т-100-130 на тепловом потреблении, составляет 8,1 МВт, а годовая экономия условного топлива превышает 9300 тонн, что снижает выбросы CO₂ на 15020 т.

5. При реализации на ТЭЦ предложенной технологии подогрева питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения основной эффект достигается за счет увеличения мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении из-за дополнительного пропуска пара во встроенный пучок конденсатора выделенной турбины. Применительно к погодным условиям средней полосы России увеличение электрической мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении, за счет регулируемого подогрева питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения во встроенных пучках конденсатора, превышает 3 МВт в расчете на один энергоблок с турбиной Т-100/120-130. В расчете учитывалось, что предложенная схема реализуется на УлТЭЦ-1 при условии эксплуатации в течение 8 месяцев (кроме летних месяцев и сентября) в году и среднечасовом расходе питьевой воды через конденсатор выделенной турбины составляет 1800 м³/ч.

6. Проведенное обоснование разработанных и запатентованных технологий использования ТЭЦ для утилизации вывозимого с городских улиц показало, что из предложенных решений использования низкопотенциальных источников теплоты для внедрения рекомендуется технология с применением обратной сетевой воды, отбираемой в теплообменник снегоплавильной установки из общего коллектора на вводе ТЭЦ (рисунок 4.14). Для фактических условий реализации предложенной технологии в городе Ульяновске экономия топлива на ТЭЦ-1 составляет 14 653 т у.т. при условии работы СУ производительностью 650 т/ч в течение 90 дней за сезон.

6.1. Взаимовыгодное сотрудничество муниципальных образований с энергетическими компаниями возможно при условии, что цена утилизации 1 м³ снега на ТЭЦ, будет ниже стоимости вывоза снега на «сухую» снегосвалку или городскую снегоплавильную установку. Применительно к г. Ульяновску

взаимовыгодная стоимость утилизации снега составляет 25 руб. за 1 м³, с учетом утилизации на УлТЭЦ-1 около 4,0 млн м³ снега выручка энергокомпании за сезон может составить около 100 млн руб.

7. Для автоматизации расчетов удельных расходов условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии усовершенствованная методика реализована в виде программных комплексов для ЭВМ:

1) Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 (Свидетельство №2016662635);

2) Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95 (Свидетельство №2016662634).

Проведенные с использованием разработанных программных комплексов расчеты показали, что, например, для новой технологии утилизации снега с использованием обратной сетевой воды экономия топлива на ТЭЦ в абсолютных значениях составляет 14 554 тонн (УРУТ на отпуск электроэнергии снижается более чем на 15 г/кВт·ч, а на отпуск теплоты – на 0,21 кг/Гкал).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что в настоящее время энергетическая эффективность теплофикационных систем существенно снизилась, что обусловлено: существенным сокращением выработки электроэнергии на тепловом потреблении; значительными потерями при транспорте теплоносителя; условиями оптового рынка электроэнергии и мощности, не позволяющего обеспечивать стабильную загрузку турбоагрегатов ТЭЦ по тепловому графику. В сложившихся условиях сохранение и развитие теплофикации является актуальной задачей, решение которой возможно за счет комплексного подхода к повышению эффективности когенерционных систем путем расширения функционала городских ТЭЦ.

2. Разработан комплексный подход к повышению эффективности теплофикационных систем за счет совместного развития предприятий энергетики и ЖКХ региона, в рамках которого предложены и научно обоснованы технические и технологические решения по совершенствованию тепловых схем и режимов работы ТЭЦ, расширению функционала теплоэлектроцентралей в составе единого энергетического комплекса городского хозяйства. Взаимовыгодное сотрудничество муниципальных образований с энергетическими компаниями при оказании услуг для нужд коммунального хозяйства, в том числе для термической переработки отсортированных коммунальных и производственных отходов, а также утилизации вывозимого с городских улиц снега, возможно при условии, что цена такой услуги будет ниже рыночной. При определении рыночной стоимости услуги может быть положен принцип, учитывающий реализацию проекта по наилучшим доступным технологиям с установлением тарифа, обеспечивающего возврат инвестиций в разумные сроки.

3. С целью совершенствования тепловых схем ВПУ ТЭЦ, не отвечающих современным требованиям энергетической эффективности, разработан комплекс научно обоснованных технических и технологических решений, позволяющих

повысить эффективность внутренней теплофикации за счет применения низкопотенциальных регенеративных отборов пара теплофикационных турбин.

4. По результатам проведенного на действующей ТЭЦ расчетно-экспериментального исследования определены режимные характеристики работы турбоустановок с турбинами типа Т-100/120-130, обеспечивающие необходимый для реализации разработанных технических решений регулировочный диапазон изменения давления пара в камере пятого нерегулируемого отбора. На основании полученных уравнений регрессии, описывающих зависимость параметров пара в 5-ом отборе от расхода свежего пара и давления в теплофикационном отборе, установлено, что для наиболее часто встречающихся в эксплуатации режимов работы по электрическому графику расход свежего пара на турбину должен превышать 200 т/ч, а электрическая мощность – 50 МВт.

5. Предложен и обоснован усовершенствованный режим работы ВПУ ТЭЦ, позволяющий увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Проведенное исследование режимов работы ВПУ на примере Ульяновской ТЭЦ-1 подтверждает возможность тиражирования новой технологии энергоэффективного использования баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети в открытых системах теплоснабжения. Установлено, что при работе УлТЭЦ-1 в режиме заполнения баков в часы максимального электропотребления в течение 12 часов дополнительная мощность, вырабатываемая на тепловом потреблении, превышает 8 МВт. Для реальных условий работы ТЭЦ ВАЗа дополнительная теплофикационная мощность превысит 19 МВт.

6. С целью снижения затрат электроэнергии на транспорт теплоносителя в теплофикационных системах предложено и обосновано техническое решение, позволяющее снизить до 20 % потребление электроэнергии на насосно-дросселирующих станциях тепловых сетей за счет использования дополнительного источника энергии - мини-ГЭС. Для оценки потенциала энергосбережения при внедрении мини-ГЭС на насосно-дросселирующих

станциях в теплофикационных системах России рассчитаны зависимости, позволяющие определить электрическую мощность мини-ГЭС в зависимости от перепада давлений на регуляторе подпора НДС и расхода сетевой воды по обратному трубопроводу.

7. Предложены и обоснованы новые и усовершенствованы существующие технические и технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности теплофикационных систем за счет расширения функционала городских ТЭЦ по следующим направлениям: применение низкопотенциальных источников теплоты ТЭЦ в качестве греющей среды в стационарных снегоплавильных установках; применение отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного холодного водоснабжения (ХВС); использование инфраструктуры ТЭЦ для термической переработки коммунальных и производственных отходов.

Проведенное обоснование разработанных технологий утилизации вывозимого с городских улиц снега на ТЭЦ показало, что из предложенных решений использования низкопотенциальных источников теплоты для внедрения рекомендуется технология с применением обратной сетевой воды, отбираемой в теплообменник снегоплавильной установки из общего коллектора на вводе ТЭЦ.

Применение отработавшего пара турбин ТЭЦ в схемах подготовки воды для целей централизованного ХВС обосновано для двух вариантов: 1) при проектировании и новом строительстве водоочистных сооружений водоканала за счет подогрева (до 30 °С) исходной воды перед водоочисткой в конденсаторе турбины мини-ТЭЦ; 2) на действующих ТЭЦ путем организации регулируемого (до 20 °С) подогрева питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения во встроенном пучке конденсатора выделенной паровой турбины.

Для термической переработки пластика на ТЭЦ предложена новая запатентованная технология, предусматривающая использование отборного пара турбин в экструзионных установках. В сравнении с электрическим нагревом экономия от применения отборного пара турбин для плавления пластика в экструзионной установке составляет 542 руб./т и 580 руб./т, соответственно, при

использовании пара производственного и отопительного отбора. На примере г. Ульяновска рассчитан экономический эффект от реализации вторичного переработанного пластика в виде гранул. С учетом разности в стоимости между отходами пластмасс и вторичного переработанного пластика в виде гранул в размере 20 руб./кг выручка энергокомпании от переработки 9 970 тонн может составить 199,4 млн руб. в год.

8. Предложена усовершенствованная методика расчета технико-экономических показателей ТЭЦ (ТЭП ТЭЦ) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования, совмещающая в себе несколько методов: метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭТП), нормативную методику расчета показателей тепловой экономичности энергетического оборудования электростанций (в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95), а также методику оценки выбросов CO₂. Основным преимуществом разработанной оригинальной методики расчета ТЭП ТЭЦ является существенное уменьшение необходимых для выполнения расчета исходных данных и отказ от большого количества допущений, применение которых неизбежно увеличивает погрешность вычислений. Для расчета удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении достаточно знать только изменения энтальпий теплоносителей. Изменение режимов работы оборудования учитывается введением поправок по типовым энергетическим характеристикам. Для автоматизации расчетов удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии усовершенствованная методика реализована в виде программных комплексов для ЭВМ.

9. Выполнена оценка технико-экономических показателей новых технических и технологических решений, направленных на повышение эффективности теплофикационных систем.

Установлено, что для водоподготовительной установки ТЭЦ производительностью 400 м³/ч, восполняющей потери пара и конденсата из цикла станции, реализация разработанного технологического решения вакуумной

деаэрации с использованием пара пятого нерегулируемого отбора позволяет экономить более 7900 т у.т. в год (снижение выбросов CO₂ составляет 12759 т).

Проведенный для Ульяновской ТЭЦ-1 расчет тепловой экономичности показал, что годовая экономия условного топлива при реализации усовершенствованного режима использования баков-аккумуляторов превышает 9300 тонн (снижение выбросов CO₂ составляет 15020 т).

В результате расчета энергетической эффективности технологии применения городских ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения на примере г. Ульяновска выявлено, что увеличение мощности, развиваемой турбоагрегатом на тепловом потреблении, превышает 3,3 МВт в расчете на энергоблок с турбиной типа Т-100-130, а годовая экономия условного топлива составляет 5184 т (снижение выбросов CO₂ составляет 8372 т).

С учетом фактических условий реализации предложенной технологии использования обратной сетевой воды для утилизации снега, вывозимого с городских улиц Ульяновска, экономия топлива на ТЭЦ составляет 14 653 т у.т. (снижение выбросов CO₂ – 23 666 т) при работе СУ производительностью 650 т/ч в течение 90 дней. Также для г. Ульяновска обоснована взаимовыгодная для муниципального образования и энергокомпании стоимость утилизации снега, которая составила 25 руб. за 1 м³ (в ценах 2023 г.). При утилизации на УлТЭЦ-1 около 4,0 млн м³ снега выручка энергокомпании за сезон может составить около 100 млн руб.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы исследования диссертационной работы. Перспективным направлением совместного развития предприятий энергетики и ЖКХ является расширение функционала ТЭЦ за счет обработки осадков сточных вод, образующихся на городских канализационных очистных сооружениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Министерство энергетики Российской Федерации: офиц. сайт. – URL: <https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations> (дата обращения: 05.07.2023).

2. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993. – Текст: непосредственный.

3. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: ОРГРЭС, 1995. – 124 с. – Текст: непосредственный.

4. **Калмыков, М.В.** О возможных подходах к методологии распределения затрат сжигаемого топлива на отпуск электрической и тепловой энергии / М.В.Калмыков – Текст: непосредственный // Энергетик. – 2010. – № 6. – С. 13–15.

5. Министерство энергетики Российской Федерации: офиц. сайт. – URL: <https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations/prezentatsiya-vyacheslava-kravchenko-tekushchee-sostoyanie-otrasli-teplosnabzheniya> (дата обращения: 15.01.2020).

6. Некоммерческое партнерство по содействию внедрению энергоэффективных технологий «Энергоэффективный город»: сайт. - URL: http://www.energsovet.ru/teplo_strateg.php (дата обращения: 15.01.2020).

7. **Орлов, М.Е.** О проведении энергетического обследования Ульяновского Территориального управления по теплоснабжению / М.Е. Орлов, М.М. Замалеев, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика и теплоснабжение: сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2011. - С. 30 - 49.

8. **Шарапов, В.И.** Решение проблем бактериологического загрязнения систем теплоснабжения / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 2015. – №9. – С. 77–80.

9. **Booth, G.** Sulfur bacteria in relation to corrosion / G. Booth - Текст: непосредственный // J. Appl. Bacteriol. - 1964. - V. 27. P. 147–181.

10. **Оликер, И.И.** Термическая деаэрация воды на тепловых электростанциях / И.И. Оликер, В.А. Пермяков. – Ленинград: Энергия, 1971. – 185 с. – Текст: непосредственный.

11. **Шарапов, В.И.** Справочно-информационные материалы по применению вакуумных деаэраторов для обработки подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения / В.И. Шарапов. – Москва: СПО ОРГРЭС, 1997. – 20 с. – Текст: непосредственный.

12. **Патент № 1267015 СССР. МКИ5 CO2F1/20.** Способ подготовки подпиточной воды / В.И. Шарапов, Р.М. Кадыров, В.И. Максимов / Открытия. Изобретения. – 1986. – № 40. – Текст: непосредственный.

13. **Оликер, И.И.** Новые схемы деаэрации воды ТЭЦ с двухступенчатыми вакуумными деаэраторами ЦКТИ / И.И. Оликер, В.Е. Иванов, П.Е. Сивко. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 1972. – № 4. – С. 44–47.

14. **Буланин, В.А.** Выбор оптимальной схемы подогрева подпиточной воды теплосети в конденсаторах турбин К-160-130 / В.А. Буланин, Н.Л. Бармин. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1985. – № 8. – С. 64–67.

15. **Замалеев, М.М.** Особенности работы ТЭЦ в условиях НОРЭМ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Новые технологии в теплоснабжении и строительстве: сборник работ аспирантов и студентов. – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2007. – № 4. – С. 230–234.

16. **Буров, В.Д.** Тепловые электрические станции: учебник / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с. – Текст: непосредственный.

17. Каталог газотурбинного оборудования 2007: информационно-аналитическое издательство / учредитель ЗАО «Газотурбинные технологии». – Рыбинск, 2007. – 296 с. – Текст: непосредственный.

18. **Соловьев, Ю.П.** Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий / Ю.П. Соловьев. – М.: Энергия, 1978. – 192 с. – Текст: непосредственный.

19. **Шарапов, В.И.** О работе декарбонизаторов подпиточной воды для теплосети / В.И. Шарапов, А.Ф. Богачев. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 1985. – № 12. – С. 42–44.

20. **Еременко, Л.Я.** Опыт эксплуатации вакуумных деаэраторов / Л.Я. Еременко, В.П. Латышонок. – Текст: непосредственный // Энергетик. – 1981. – № 2. – С. 29–31.

21. **Шарапов, В.И.** Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов / В.И. Шарапов. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 176 с. - Текст: непосредственный.

22. **Патент № 1451291 СССР. МКИ5 F 01 К 17/02.** Тепловая электрическая станция / В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. – 1989. – № 2. – Текст: непосредственный.

23. **Патент № 1521889 СССР. МКИ5 F 01 К 17/02.** Тепловая электрическая станция / В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. – 1989. – № 42. – Текст: непосредственный.

24. **Патент № 1328563 СССР. МКИ5 F 01 К 17/02.** Тепловая электрическая станция / В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. – 1987. – № 29. – Текст: непосредственный.

25. **Патент № 1789738 СССР. МКИ5 F 01 К 17/02.** Тепловая электрическая станция / С.Н. Иванов, В.И. Шарапов, А.М. Лещинский, В.Г. Баринберг, Е.В. Осипенко // Открытия. Изобретения. – 1993. – № 3. – Текст: непосредственный.

26. Патент № 1745988 СССР. МКИ5 F 01 K 17/02. Система теплоснабжения / В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. – 1992. – № 25. – Текст: непосредственный.

27. Патент № 1366656 СССР, МКИ5 F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция / В.И. Шарапов // Открытия. Изобретения. – 1988. – № 2. – Текст: непосредственный.

28. ГОСТ 16860-88. Деаэраторы термические. Типы, основные параметры, приемка, методы контроля: межгосударственный стандарт: издание официальное: введен впервые: дата введения 1990-01-01 / разработан Министерством тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения СССР. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – Текст: непосредственный.

29. Патент № 2269010 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, Е.В. Макарова // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 3. – Текст: непосредственный.

30. Патент № 2269654 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Способ работы тепловой электрической станции / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев, Е.В. Макарова // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 4. – Текст: непосредственный.

31. Патент № 2275509 Российская Федерация. МПК7 F01D 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 12. – Текст: непосредственный.

32. Патент № 2275510 Российская Федерация. МПК7 F01D 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 12. – Текст: непосредственный.

33. Патент № 2278981 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 18. – Текст: непосредственный.

34. Патент № 2278982 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 18. – Текст: непосредственный.

35. Патент № 2278983 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 18. – Текст: непосредственный.

36. Патент № 2278984 Российская Федерация. МПК7 F01K 13/00. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 18. – Текст: непосредственный.

37. Патент № 2287699 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

38. Патент № 2287700 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

39. Патент № 2287701 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

40. Патент № 2287702 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

41. Патент № 2287703 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

42. Патент № 2287704 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.

43. Патент № 2287705 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.
44. Патент № 2287706 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2006. – № 32. – Текст: непосредственный.
45. Патент № 2291969 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2007. – № 2. – Текст: непосредственный.
46. Патент № 2291970 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2007. – № 2. – Текст: непосредственный.
47. Патент № 2293852 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2007. – № 5. – Текст: непосредственный.
48. Патент № 2293853 Российская Федерация. МПК7 F01K 17/02. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. – 2007. – № 5. – Текст: непосредственный.
49. Замалеев, М.М. Об использовании пятого регенеративного отбора теплофикационных турбин в схемах подогрева подпиточной воды ТЭЦ / М.М. Замалеев, Д.В. Цюра, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Проблемы энергетики. Известия вузов. – 2005. – № 5–6. – С. 35–40.
50. Замалеев, М.М. Реализация резервов повышения энергетической эффективности теплоэлектростанций / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов // Тинчуринские чтения. Том 3: материал докладов II-й молодежной международной научной конференции. – Казань: КГЭУ, 2007. – С. 32–34. – Текст: непосредственный.
51. Трухний, А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 540 с. – Текст: непосредственный.

52. **Соколов, Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с. – Текст: непосредственный.

53. **Замалеев, М.М.** Повышение эффективности использования регенеративных отборов теплофикационных турбин / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении: материал докладов V Школа – семинар молодых ученых и специалистов академика РАН В.Е. Алемасова. Исследовательский центр проблем энергетики. – Казань: КазНЦ РАН, 2006. – С. 353–356. – Текст: непосредственный.

54. **Замалеев, М.М.** Совершенствование тепловых схем водоподготовительных установок ТЭЦ / М.М. Замалеев // Теплоэнергетика и теплоснабжение: сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2007. – С. 123–128. – Текст: непосредственный.

55. **Замалеев, М.М.** Пути повышения экономичности водоподготовительных установок ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.А. Долгалев, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 2007. – № 7. – С. 32–36.

56. **Замалеев, М.М.** О возможностях повышения эффективности топливоиспользования на ТЭЦ / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности. Том 2: сборник статей по материалам пятой Российской научно-технической конференции – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2006. – С. 162–171.

57. **Шарапов, В.И.** Схемы подогрева подпиточной и добавочной питательной воды в теплофикационных турбоустановках / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев, Е.В. Макарова / Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: материалы Международной научно-практической конференции. – Саратов: ГОУ ВПО СГТУ, 2004. – № 3. – С. 125–131.

58. Соловьев, Ю.П. Вспомогательное оборудование ТЭЦ, центральных котельных и его автоматизация / Ю.П. Соловьев, А.И. Михельсон. – М.: Энергия, 1972. – 256 с. – Текст: непосредственный.

59. **Шарапов, В.И.** Схемы подогрева подпиточной и добавочной питательной воды в теплофикационных турбоустановках / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев, Е.В. Макарова / Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: материалы Международной научно-практической конференции. – Саратов: ГОУ ВПО СГТУ, 2004. – № 3. – С. 125–131.

60. **Замалеев, М.М.** Технологии восполнения потерь в теплосети и тракте питательной воды ТЭЦ / М.М. Замалеев, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика и теплоснабжение: сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ. – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2004. – № 4. – С. 133–143.

61. **Замалеев, М.М.** Подогрев подпиточной воды теплосети паром регенеративных отборов турбин / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов. – Текст: непосредственный // Новые технологии в теплоснабжении и строительстве : сборник работ аспирантов и студентов. – Ульяновск: ГОУ ВПО УлГТУ, 2004. – № 2. – С. 218–224.

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

63. **Винарский, М.С.** Планирование эксперимента в технологических исследованиях / М.С. Винарский, М.В. Лурье. – Киев: Техника, 1975. – 185 с. – Текст: непосредственный.

64. **Хартман, К.** Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов / К. Хартман, Э. Лецкий, В. Шефер. – М.: Мир, 1977. – 552 с. – Текст: непосредственный.

65. **Рабинович, С.Г.** Погрешности измерений / С.Г. Рабинович. – Ленинград: Энергия, 1978. – 245 с. – Текст: непосредственный.

66. **Jenson, V.** Mathematical methods in chemical engineering / V. Jenson, G. Jeffreys. – Текст: непосредственный – London – New York, – 1982. – P. 350.

67. **Батунер, Л.М.** Математические методы в химической технике / Л.М. Батунер, М.Е. Позин. – Ленинград: «Химия», 1971. – 824 с. – Текст: непосредственный.

68. **Губин, И.В.** Повышение эффективности ТЭЦ путем их использования в городской инженерной инфраструктуре: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Губин Игорь Викторович. - Ульяновск, 2018. – 167 с. – Текст: непосредственный.

69. **Замалеев, М.М.** Повышение эффективности теплофикации на ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов – Текст: непосредственный // Сантехника, отопление, кондиционирование. – 2011. – № 3. – С. 46–48.

70. **Российская Федерация. Законы.** Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон №261-ФЗ: [принят Государственной думой 11 ноября 2009 года: одобрен Советом Федерации 18 ноября 2009 года]. – Москва: Российская газета, 2009. – Текст: непосредственный.

71. **Патент № 164974. Российская Федерация. F01K 17/04.** Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] // Бюллетень изобретений. – 2016. – №27. – Текст: непосредственный.

72. Концепция технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. – М.: РИА ТЭК, 2008. – 91 с. Текст: непосредственный.

73. **Замалеев, М.М.** Применение альтернативных источников энергии в теплотранспортных компаниях / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, А.А. Салихов и др. // Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем: труды 2-й Всероссийской научно-практической конференции ЭНЕРГО-2012. – Москва: НИУ МЭИ, 2012. - С. 67-70 – Текст: непосредственный.

74. **Обрезков, В.И.** Гидроэнергетика / В.И. Обрезков, Н.К. Малинин, Л.А. Кароль и др. - М.: Энергоиздат, 1981. – 608 с. – Текст: непосредственный.

75. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования: утверждена Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации и Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21.06.99. – 235 с. – Текст: непосредственный.

76. Храменков, С.В. Системы удаления снега с использованием городской канализации / С.В. Храменков, А.Н. Пахомов, М.В. Богомолов и [др.] – Текст: непосредственный // Водоснабжение и санитарная техника. – 2008. – № 10. – С. 19–30.

77. Ухин, Д.В. Утилизация снежно-ледяных масс с дорожных покрытий с использованием низкопотенциальных источников теплоты: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ухин Дмитрий Владимирович. – Воронеж, 2010. – 151 с. – Текст: непосредственный.

78. Справочная энциклопедия дорожника. Том 8 / Охрана окружающей среды при строительстве и ремонте автомобильных дорог / под ред. В.П. Подольского. – М.: Информавтодор, 2008. – 503 с. – Текст: непосредственный.

79. Корецкий, В.Е. Геоэкологические основы теории и практики инженерной защиты водной системы северного мегаполиса в зимний период: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Корецкий Владимир Евгеньевич. – Москва, 2007. – 292 с. – Текст: непосредственный.

80. Никифорова, Е.М. Экологические последствия применения противогололедных реагентов для почв Восточного округа Москвы / Е.М. Никифорова, Н.Е. Кошелева, Т.С. Хайбрахманов – Текст: непосредственный // Вестник Московского университета. Сер. 5: География. – 2016. – № 3. – С. 40–49.

81. Корецкий, В.Е. Методы утилизации снега, вывозимого с магистралей города / В.Е. Корецкий. – Текст: непосредственный // Тезисный доклад на 3-ем Международном конгрессе по управлению отходами. – Москва, 2003. – С. 321–322.

82. ОДМ 218.3.031-2013 Методические рекомендации по охране окружающей среды при строительстве, ремонте и содержании автомобильных дорог: офиц. сайт – URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293778/4293778879.htm> (дата обращения: 15.01.2020).

83. **Пупырев, Е.И.** Новые технологии утилизации московского снега / Е.И. Пупырев, В.Е. Корецкий – Текст: непосредственный // Чистый город. – 2007. – № 4. – С. 33–34.

84. **Пупырев, Е.И.** Комплексная модернизация объектов жизнеобеспечения современного мегаполиса / Е.И. Пупырев. – М.: Академия коммунального хозяйства им К. Д. Памфилова, 2013. – 344 с. – Текст: непосредственный.

85. **Корецкий, В.Е.** Утилизация снега в Москве / В.Е. Корецкий, Е.И. Пупырев – Текст: непосредственный // Экология и промышленность России. – 2001. – №7. – С. 16–18.

86. **Корецкий, В.Е.** Методы утилизации снега, вывозимого с магистралей города / В.Е. Корецкий – Текст: непосредственный // Чистый город. – 2004. – № 1(25). – С. 14–16.

87. О подготовке к зиме 2011 – 2012 гг. Распоряжение Правительства г. Москвы от 22 марта 2011 г. № 200-ПП: офиц.сайт. – URL: <http://www.garant.ru/hotlaw/moscow/314969/> (дата обращения: 15.01.2020).

88. Откуда теплом повеяло? Коммунальщики приспособляются к холодным зимам и мокрому снегу // Российская газета. – 2011. – №5385(9). – Текст: непосредственный.

89. Распоряжение Департамента экономической политики и развития г. Москвы от 29 декабря 2010 г. N 95-р. Об утверждении Методики расчета ставок нормативных условно-постоянных расходов по эксплуатации мобильных снегоплавильных установок, в том числе с учетом работы в нетипичных погодных условиях зимнего периода, а также предельной расценки на плавление снега : офиц. сайт – URL: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/60/60144/index.htm> (дата обращения: 15.01.2020).

90. **Тувальбаев, Б.Г.** Утилизация снего-ледовой массы – одна из перспективных муниципальных задач, решаемых городской ТЭЦ / Б.Г. Тувальбаев, В.И. Моисеев – Текст: непосредственный // Энергосбережение и водоподготовка. – 2014. – № 1. – С. 8–13.

91. **Тувальбаев, Б.Г.** Отдаленные перспективы использования ТЭС / Тувальбаев Б.Г. – Текст: непосредственный // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – №4. – С. 2–5.

92. **Тувальбаев, Б.Г.** Городская ТЭЦ – новая структурная производственно-генерирующая составляющая городского энергетического хозяйства / Тувальбаев Б.Г., В.И. Моисеев – Текст: непосредственный // Энергосбережение и водоподготовка. – 2012. – №2(76). – С. 2–7.

93. Мобильные снегоплавильные установки «Тотем»: офиц. сайт – URL: <http://www.vtk-prom.ru/catalog/snegoplavilnye-ustanovki/> (дата обращения: 15.01.2020).

94. Борьба со снегом: почему у зарубежных городов получается лучше, чем у Москвы: офиц. сайт – URL: <http://www.forbes.ru/mneniya/idei/235335-borba-so-snegom-pochemu-u-zarubezhnyh-gorodov-poluchaetsya-luchshe-chem-u-moskvy> (дата обращения: 15.01.2020).

95. **Замалеев, М.М.** Техничко-экономическое обоснование новых технологий утилизации снега на ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. – 2016. – №11-12. – С. 3–9.

96. **Замалеев, М.М.** Использование энергетического потенциала ТЭЦ для нужд коммунального хозяйства / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] – Текст: непосредственный // Труды Академэнерго. – 2016. – № 2. – С. 37–48.

97. **Замалеев, М.М.** Проблема утилизации снега в крупных городах / М.М. Замалеев, И.В. Губин, В.И. Шарапов – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика и теплоснабжение: сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории Теплоэнергетические системы и установки – Ульяновск: УлГТУ. – 2015. – №11. – С. 141–151.

98. Патент № 165883. Российская Федерация. F01K 17/04. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] // Бюллетень изобретений. – 2016. – №31. – Текст: непосредственный.

99. Патент № 165483. Российская Федерация. E01H 5/10. Стационарная снегоплавильная установка на базе ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] // Бюллетень изобретений. – 2016. – №29.

100. Росводоканал: офиц. сайт – URL: <http://www.rosvodokanal.ru/> (дата обращения: 15.01.2020).

101. Очистка воды на водопроводных станциях: офиц. сайт – URL: <https://www.elite-water.ru/stati/kachestvo-ochistki-vody-na-vodoprovodnyh-stancijah> (дата обращения: 15.01.2020).

102. Халтурина, Т.И. Водоотводящие системы промышленных предприятий: конспект лекций / Т.И. Халтурина, О.В. Чурбакова. – Красноярск: СФУ – 2008. – 261с. – Текст: непосредственный.

103. Замалеев, М.М. Применение ТЭЦ в схеме подготовки питьевой воды системы централизованного холодного водоснабжения / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] – Текст: непосредственный // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – № 5. – С. 46–50.

104. Замалеев, М.М. Энергоэффективные решения совместного использования городской инфраструктуры централизованного тепло- и водоснабжения / М.М. Замалеев, И.В. Губин – Текст: непосредственный // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: сборник научных трудов Седьмой Международной научно-технической конференции. – Ульяновск: УлГТУ – 2017. – 329 с.

105. Замалеев, М.М. О возможностях организации полезного использования теплоты отработавшего пара турбин ТЭС / М.М. Замалеев, А.А. Салихов, В.И. Шарапов – Текст : непосредственный // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: сборник научных трудов Шестой Международной научно-технической конференции. – Ульяновск: УлГТУ – 2013. – 428 с.

106. Патент № 165933. Российская Федерация. E03B 1/02. Система водоснабжения / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин [и др.] // Бюллетень изобретений. – 2016. №31. – Текст: непосредственный.

107. Свод правил: СП 32.13330.2018. Канализация. Наружные сети и сооружения: утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 25 декабря 2018 г. N 860/пр и введен в действие с 26 июня 2019. – Текст: непосредственный.

108. Тугов, А.Н. Энергетическая утилизация ТКО: мировой и отечественный опыт / А.Н. Тугов. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 2022. – № 12. – С. 5–22.

109. Тугов, А.Н. Исследование процессов и технологий энергетической утилизации бытовых отходов для разработки отечественной ТЭС на ТКО: специальность 05.14.14: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Тугов Андрей Николаевич; Всероссийский теплотехнический институт. – Москва, 2012. – 44 с. – Текст: непосредственный.

110. Тугов, А.Н. Опыт использования твердых коммунальных отходов в энергетике / А.Н. Тугов. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 2015. – № 12. – С. 13–22.

111. Ефремов, А.Н. Сравнительный анализ технологий термической утилизации ТКО для тепловой схемы экологически чистой ТЭС на ТКО / А.Н. Ефремов, А.А. Дудолин – Текст: непосредственный // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность: сборник статей по материалам международной научно-практической конференции. – 2019. – С. 580–586.

112. Тугов, А.Н. Энергетическая утилизация твердых коммунальных отходов на ТЭС: монография / А.Н. Тугов. – Москва: ОАО «ВТИ», 2017. – 178 с. – Текст: непосредственный.

113. Инновационная теплоэлектростанция города Лахти: офиц. сайт. – URL: <https://makron.com> (дата обращения 12.02.2021).

114. **Тугов, А.Н.** Энергетическая утилизация ТКО в России / А.Н. Тугов, В.И. Родионов – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы – 2017. – № 8 – С. 14–18.

115. **Тугов, А.Н.** ТЭС на ТКО – ключевое решение для России / А.Н. Тугов – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы – 2015. – № 8 – С. 26–32.

116. **Зайченко, В.М.** Технология торрефикации. Опыт ОИВТ РАН / В.М. Зайченко, Г.А. Сычев. – Текст: непосредственный // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность: материалы научно-практической конференции с международным участием. – Севастополь: 2017. – С.491– 494.

117. **Зайченко, В.М.** Пиролитические методы переработки биомассы в энергетических целях / В.М. Зайченко, В.А. Синельщиков. – Текст: непосредственный // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность: материалы научно-практической конференции с международным участием. – Севастополь: 2017. – С.487– 490.

118. Mitsubishi Heavy Industries: офиц. сайт. – URL: www.mhiec.co.jp (дата обращения: 11.07.2022).

119. **Михайлов, Н.В.** Термическое обезвреживание отходов. В поиске осуществимых решений / Н.В. Михайлов. – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы. – 2009. – №3. – С. 14 - 20.

120. **Баторшин, В.А.** Опыт газификации твердого топлива из ТКО и биомассы / В.А. Баторшин, В.Р. Котлер. – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы – 2017. – № 8 – С. 51 – 53.

121. **Чередниченко, В.С.** Современные методы переработки твердых бытовых отходов / В.С. Чередниченко, А.М. Казанов, А.С. Аньшаков [и др.] – Новосибирск: ИТ СО РАН, 1995. – 55 с. – Текст: непосредственный.

122. **Моссе, А.Л.** Плазменные методы в технологии переработки бытовых отходов / А.Л. Моссе, Г.Э. Савченко – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы. – 2012. - № 2. – С. 16-20.

123. **Тугов, А.Н.** О целесообразности использования плазменных технологий для термической утилизации ТБО / А.Н. Тугов, В.Ф. Москвичев – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы – 2017 – № 9. – С. 44-47.

124. **Артемов, А.В.** Экологический аспект плазменной переработки твердых отходов / А.В. Артемов, А.В. Переславцев, Ю.А. Крутяков [и др.] – Текст: непосредственный // Экология и промышленность России. – 2011. – Сентябрь. – С. 20–23.

125. **Батенин, В.М.** Термическая утилизация твердых бытовых отходов / В.М. Батенин, В.И. Ковбасюк, Л.Г. Кретьова, Ю.В. Медведев. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 2011. – №3. – С. 62 – 66.

126. Справочник НДТ: ИТС 9-2020. Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами: утв. приказом Росстандарта от 23.12.2020 № 2181 - М.: Бюро НДТ, 2020. – 162 с. – Текст: непосредственный.

127. Directive 2000/76/EC of the European Parliament and of the Council of 4 December 2000 on incineration of waste. –Текст: непосредственный // Official Journal of European Communities. – 2000. – P. 332/91 – 332/111.

128. Наилучшие доступные технологии. Предотвращение и контроль промышленного загрязнения. Этап 3: Оценка действенности политик в сфере НДТ / Управление по окружающей среде, здоровью и безопасности Дирекции по окружающей среде ОЭСР. – Москва, 2019. –164 с.– Текст: непосредственный.

129. **Тугов, А.Н.** Типовое предприятие термической переработки отходов. Концепция создания / А.Н. Тугов, В.Ф. Москвичев, М.А. Изюмов [и др.] – Текст: непосредственный // Твердые бытовые отходы. – 2009. – №5. – С. 39 - 43.

130. Производство и продажа оборудования для переработки полимеров. Компания «Циндао Синьдачэн»: офиц. сайт. – URL: <https://www.extruder.cn/ru/contact.html> (дата обращения: 11.07.2023).

131. Производство и продажа оборудования для переработки полимеров. Компания Cybertech «Кибертехнология»: офиц. сайт. – URL: <https://www.cyberplast.ru> (дата обращения: 12.07.2023).

132. **Патент № 193148. Российская Федерация. В29С 39/00.** Узел плавления установки по переработке полиэтилена и полипропилена / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев, А.В. Абрамов // Бюллетень изобретений. – 2019. – № 29. – Текст: непосредственный.

133. **Кацнельсон М.Ю.** Пластические массы: свойства и применение: справочник / М.Ю. Кацнельсон, Г.А Балаев - Ленинград: «Химия», 1978 - 384 с. - Текст: непосредственный.

134. **Патент № 208485. Российская Федерация. В29С 39/00.** Узел плавления установки по переработке полиэтилена и полипропилена / М.М. Замалеев, Д.Ф. Хусаинова, А.В. Абрамов, А.А. Яковлев, А.И. Хусаинов // Бюллетень изобретений. – 2021. – № 36.– Текст: непосредственный.

135. Отходы пластика: цена, виды и где приобрести на территории РФ: офиц. сайт – URL: <https://rcycle.net> (дата обращения: 20.07.2023).

136. Территориальная схема обращения с отходами ульяновской области: утверждена приказом Министерства природы и цикличной экономики Ульяновской области от 14.11.2019 № 55. – Ульяновск, 2019. – Текст: непосредственный.

137. **Буров, В.Д.** Тепловые электрические станции: учебник / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с. – Текст: непосредственный.

138. **Замалеев, М.М.** Использование энергетического потенциала ТЭЦ в городском хозяйстве / М.М. Замалеев, И.В. Губин, В.И. Шарапов. - Ульяновск: УлГТУ, 2019. – 178 с. – Текст: непосредственный.

139. **Щепетильников, М.И.** Анализ тепловых схем ТЭЦ / М.И. Щепетильников, А.Г. Ильченко. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика электрических станций и промышленных установок: межвузовская научно-технический сборник – Томск: ТПУ. 1977. – С. 93–97.

140. **Щепетильников, М.И.** Влияние режимных факторов на коэффициенты ценности тепла / М.И. Щепетильников. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1977. – №3. – С. 41–44.

141. **Щепетильников, М.И.** Внесение поправок на изменение вакуума в конденсаторе и выходных потерь турбины / М.И. Щепетильников. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1974. – № 3. – С. 47–49.

142. **Щепетильников, М.И.** Метод исследования тепловых схем ТЭС и АЭС: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Щепетильников Михаил Ильич. – Иваново: ИГЭУ, 1974. – Текст: непосредственный.

143. **Щепетильников, М.И.** Определение коэффициентов ценности тепла для реальных тепловых схем паротурбинных установок / М.И. Щепетильников. – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 1957. – № 7. – С. 11–15.

144. **Щепетильников, М.И.** О расчетах эффективности усовершенствования тепловых схем / М.И. Щепетильников, Д.И. Азбель. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1965. – №6. – С. 41–44.

145. **Щепетильников, М.И.** Сборник задач по курсу ТЭС / М.И. Щепетильников, В.И. Хлопушин. – М.: Энергоиздат, 1983. – 176 с. – Текст: непосредственный.

146. **Буланин, В.А.** Метод анализа энергобаланса паротурбинной установки / В.А. Буланин, Е.Д. Родимкин. – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1978. – №11. – С. 35-38.

147. **Андрющенко, А.И.** Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций / А.И. Андрющенко. – М.: Высшая школа, 1963. – 275 с. – Текст: непосредственный.

148. **Андрющенко, А.И.** Теплофикационные установки и их использование / А.И. Андрющенко, Р.З. Аминов, Ю.М. Хлебалин. – М.: Высшая школа, 1989. – 256 с. – Текст: непосредственный.

149. **Соколов, Е.Я.** Эксергетический метод расчета показателей тепловой экономичности ТЭЦ / Е.Я. Соколов, В.А. Мартынов – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 1985. – №1. – С. 49–52.

150. **Гохштейн, Д.П.** Современные методы термодинамического анализа энергетических установок / Д.П. Гохштейн. – М.: Энергия, 1969. – 368 с. – Текст: непосредственный.

151. **Гохштейн, Д.П.** Энтропийный метод расчета энергетических потерь / Д.П. Гохштейн. – Москва–Ленинград: ГЭИ, 1963. – 325 с. – Текст: непосредственный.

152. **Шарапов, В.И.** Методика оценки энергетической эффективности структурных изменений в тепловых схемах ТЭС / В.И. Шарапов – Текст: непосредственный // Труды Академэнерго. – 2015. – № 2. – С. 27–37.

153. **Шарапов, В.И.** О тепловой экономичности схем подогрева подпиточной воды / В.И. Шарапов – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1988. – № 7. – С. 36–39.

154. **Рубинштейн, Я.М.** Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанций / Я.М. Рубинштейн, М.И. Щепетильников. – М.: Энергия, 1969. – 259 с. – Текст: непосредственный.

155. **Гельтман, А.Э.** Расчет коэффициентов изменения мощности теплофикационных турбин / А.Э. Гельтман, Н.И. Шапиро – Текст: непосредственный // Теплоэнергетика. – 1975. – №4. – С. 39–42.

156. **Рыжкин, В.Я.** Анализ тепловых схем мощных конденсационных блоков / В.Я. Рыжкин, А.М. Кузнецов. – М.: Энергия, 1972. – 272 с. – Текст: непосредственный.

157. **Кузнецов, А.М.** Метод расчета выработки электроэнергии на тепловом потреблении / А.М. Кузнецов – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1970. – № 8. – С. 31–33.

158. **Мошкарин, А.В.** Методы анализа тепловой экономичности и способы проектирования энергетических объектов тепловых электростанций: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Мошкарин Андрей Васильевич. – Иваново: ИГЭУ, 1995. – 410 с. – Текст: непосредственный.

159. **Шарапов, В.И.** Сравнение экономичности ТЭЦ с атмосферными и вакуумными деаэраторами / В.И. Шарапов – Текст: непосредственный // Электрические станции. – 1979. – № 4. – С. 30–33.

160. **Шапиро, Г.А.** Повышение экономичности ТЭЦ / Г.А. Шапиро. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с. – Текст: непосредственный.

161. **Шарапов, В.И.** Повышение эффективности систем регенерации турбин ТЭЦ / В.И. Шарапов, М.М. Замалеев. – Ульяновск: УлГТУ, 2009. – 289 с. – Текст: непосредственный.

162. **Бененсон, Е.И.** Теплофикационные паровые турбины / Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с. – Текст: непосредственный.

163. Методические указания по расчету валового выброса двуокси углерода в атмосферу из котлов тепловых электростанций и котельных: РД 153-34.0-02.318-2001. - М.: ОРГРЭС, 2001. – 6 с. – Текст: непосредственный.

164. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. - М.: Энергия, 1973. – 296 с. Текст: непосредственный.

165. **Замалеев, М.М.** Энергосберегающие технологии для ТЭЦ / М.М. Замалеев – Текст: непосредственный // Наука – производство – технология – экология. Том 9: всероссийская научно-техническая конференция. – Киров: ГОУ ВПО ВятГУ, 2007. – С. 31–35.

166. Свид. 2016662635 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин, В.А. Павлов, И.В. Япаров; заявл. 22.09.16; опубл. 16.11.16, Реестр программ для ЭВМ. – Текст: непосредственный.

167. Свид. 2016662634 Российская Федерация. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95 / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин, В.А. Павлов, И.В. Япаров; заявл. 22.09.16; опубл. 16.11.16, Реестр программ для ЭВМ. – Текст: непосредственный.

168. **Фомина, В.Ф.** Особенности коагулирования маломутных цветных вод реки Вычегды в условиях низких температур / В.Ф. Фомина – Текст: непосредственный // Водоснабжение и санитарная техника. – 2011. – № 8. – С. 48

169. **Патент № 2789945 РФ. F22B 33/00.** Тепловая электрическая станция, работающая на твердых коммунальных отходах / **М.М. Замалеев**, М.А. Малешина, В.А. Трусова [и др.] // Бюллетень изобретений. – 2023. – №5. – Текст: непосредственный.

170. Водородные энергетические технологии: Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН: сб. науч. тр. / редкол.: Д.О. Дуников (отв. ред.) [и др.]. - М.: ОИВТ РАН, 2017. – Вып. 1. - 190 с. – Текст: непосредственный.

171. **Замалеев М.М.** Новые технологии регулирования неравномерности графика электрических нагрузок / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, Д.В. Белов [и др.] – Текст: непосредственный // 5-я Международная научно-техническая конференция: Муниципальная энергетика: проблемы, решения. - Николаев: НУК. - 2013. - С. 98-102.

172. **Патент № 2303746 РФ. F23G 5/14.** Установка для термической переработки бытовых отходов / В.Р. Пурым // Бюллетень изобретений. – 2007. – №21. – Текст: непосредственный.

173. Свод правил: СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003: утвержден приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 30.06.2012 г. N 280 и введен в действие с 01 января 2013 – Текст: непосредственный.

174. ИНСЭТ - Производство оборудования для малых ГЭС: офиц. сайт. – URL: <https://inset.ru/> (дата обращения 25.03.2023).

175. Снегоплавильные технологии TRECAN: офиц. сайт. – URL: <https://www.trecan.ru/> (дата обращения 25.03.2023).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Документы, подтверждающие
использование результатов
диссертационной работы**



Филиал «Ульяновский» ПАО «Т Плюс»
ул. Промышленная, д.5,
г. Ульяновск, 432042

тел. +7 (8422) 618-359
факс +7 (8422) 618-391
info-ul@tplusgroup.ru
www.tplusgroup.ru

СПРАВКА
об использовании научно-технических разработок
кандидата технических наук, доцента
Замалева Мансура Масхутовича

Настоящим подтверждаем, что в филиале «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» (ранее ОАО «Ульяновскэнерго», ОАО «Волжская ТГК») начиная с 2007 года используются разработанные и запатентованные Замалевым М.М. научно обоснованные технические и технологические решения, направленных на повышение эффективности и расширение функциональности тепловых электрических станций и подключенных к ним систем теплоснабжения.

Совокупный годовой экономический эффект, связанный с использованием на производстве усовершенствованных схем покрытия тепловых нагрузок водоподготовительных установок ТЭЦ (ВПУ ТЭЦ) с применением низкопотенциальных регенеративных отборов пара турбин (патенты РФ №№ 2291970, 2293852, 2269010, 2269654, 2275509, 2278981, 2278982, 2287699, 2287701, 2287702, 2287703), усовершенствованного режима работы ВПУ ТЭЦ, позволяющего увеличить теплофикационную выработку электроэнергии за счет изменения режима работы баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети (патент РФ № 164974), а также с рациональным использованием производственной инфраструктуры тепловых электростанций в городском коммунальном хозяйстве, оценивается в 20 000 тонн условного топлива.

Главный инженер филиала «Ульяновский»,
ПАО «Т Плюс»



А.В. Блохин

22.12.2023



Автономная некоммерческая организация
дополнительного образования
«Центр кластерного развития Ульяновской области»
(АНО ДО «ЦКР»)

432017, г. Ульяновск, ул. Минаева, д.11, 6 этаж,
Тел.: (8422)73-53-81, (8422) 53-09-23
e-mail: avia-klaster@mail.ru, http://www.cluster73.ru
ОКПО 87778662, ОГРН 1107300001203 ИНН 7327057375, КПП 732501001

15.08.2018 № 265

СПРАВКА

об использовании результатов диссертационной работы

С 2016 г. на территории Ульяновской области проводится работа по разработке и реализации региональной Дорожной карты по направлению «EnergyNet» Национальной технологической инициативы. В план мероприятий Дорожной карты, утвержденной для реализации на территории Ульяновской области, включены мероприятия, направленные на продвижение и апробирование технологий кандидата технических наук, доцента кафедры «Теплогазоснабжение и вентиляция» Ульяновского государственного технического университета Замалева Мансура Масхутовича.

В частности, для повышения эффективности теплоэнергетической инфраструктуры региона предложены следующие разработки:

- энергосберегающая технология применения мини-ГЭС, предназначенная для редуцирования давления обратной сетевой воды систем теплоснабжения в соответствии с патентом РФ № 139299;
- энергоэффективная технология утилизация снега на городских ТЭЦ в соответствии с патентом РФ № 165483. Проект «Разработка технологий утилизация снега на городских ТЭЦ» рассматривается также в рамках работы региональной группы «EnergyNet» в партнерстве с глобальной инициативой умных городов «Smart City 3.0».

Предложенные технологии, позволяющие получить значимый экономический эффект, приняты к использованию в рамках утвержденной 27.12.2016 г. региональной Дорожной карты по направлению «EnergyNet» Национальной технологической инициативы.

Приложения:

1. Патент 139299. Система теплоснабжения / М.М. Замалеев. // Бюллетень изобретений. – 2014. №10 (1 экз. на 2 листах);
2. Патент 165483. Стационарная снегоплавильная установка на базе ТЭЦ / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №29. (1 экз. на 4 листах).

Генеральный директор



В.В.Павлов

Акт внедрения

Настоящий Акт свидетельствует, что методика расчета технико-экономических показателей (ТЭП) при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ, реализованная в виде программных продуктов «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662635) и «Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2016662634), разработанная кандидатом технических наук, доцентом Замалеевым Мансуром Масхутовичем, внедрена в рабочий процесс Ульяновских ТЭЦ.

Расчетные математические модели и разработанные на их основе программы совмещают в себе метод удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и методику оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-93 и РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» и предназначены для расчета фактических значений показателей тепловой экономичности при изменении тепловых схем и режимов работы оборудования ТЭЦ «физическим» и «пропорциональным» методами.

Программное обеспечение используется на Ульяновских ТЭЦ при ежемесячных и ежесуточных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования в рамках подготовки ценовых заявок для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также для оценки влияния структурных и режимных изменений в схемах ТЭЦ на ТЭП.

В ходе эксплуатации программ подтверждено, что они обладает всеми заявленными возможностями.

Главный инженер филиала
«Ульяновский» ПАО «Т Плюс», к.т.н.



М.Р. Феткуллов

«12» 12 2017 года

СПРАВКА
об использовании результатов диссертационной работы
кандидата технических наук, доцента
Замалеева Мансура Масхутовича

Настоящая справка подтверждает, что материалы диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук Замалеева Мансура Масхутовича приняты к внедрению в практическую деятельность в Ульяновском филиале ПАО «Т Плюс»:

- технология в соответствии с патентом РФ №165883 с использованием охлаждающей воды перед градирней ТЭЦ в качестве греющего агента для стационарной снегоплавильной установки на базе ТЭЦ;

- технология в соответствии с патентом РФ №165483 с использованием обратной сетевой воды в качестве греющего агента для стационарной снегоплавильной установки на базе ТЭЦ;

- технология в соответствии с патентом РФ №164974, предусматривающая рациональное использование баков-аккумуляторов подпиточной воды теплосети для повышения тепловой экономичности ТЭЦ.

Предложенные технологии, дающие реальный экономический эффект, подтвержденный технико-экономическими расчетами, приняты к внедрению на предприятиях Ульяновского филиала ПАО «Т Плюс» в рамках программы оптимизации теплового узла.

Приложения:

1. Патент 165883. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. - №31.
2. Патент 165483. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. - №29.
3. Патент 164974. Тепловая электрическая станция / М.М. Замалеев, В.И. Шарапов, И.В. Губин и др. // Бюллетень изобретений. – 2016. – №27.

Заместитель главного инженера филиала
«Ульяновский» ПАО «Т Плюс»



В.Н. Захаров

« 12 » _____ 2017 года



Филиал «Самарский»
 ПАО «Т Плюс»
 ул. Маяковского, 15,
 г. Самара, 443100

Тел.: (846) 279-63-51, 332-34-35
 Факс: (846) 242-43-94
 info-samara@tplusgroup.ru
 www.tplusgroup.ru

СПРАВКА
об использовании результатов докторской диссертации

12.04.2016г.

В период с 2014 г. по 2015 г. в Самарском филиале ПАО «Т Плюс» проводилась работа по оптимизации тепловых узлов г. Самары и г. Тольятти, в частности под руководством к.т.н. Замалева Мансура Масхутовича выполнены следующие НИР:

- «ТЭО Перевод нагрузки Центральной отопительной котельной г.о. Самара на нижнюю зону Безымянской ТЭЦ»;
- «ТЭО Перевод тепловых нагрузок Комсомольского района г.о. Тольятти на Тольяттинскую ТЭЦ».

По результатам выполнения этих работ предложены для реализации собственные запатентованные технологии по оптимизации тепловых схем и режимов работы ТЭЦ и подключенных к ним систем теплоснабжения, а именно:

- решения в соответствии с патентами РФ №№ 2275509, 2287699, 2293852, 2278982 по оптимальному использованию отборов турбин ТЭЦ при подготовке подпиточной воды теплосети и добавочной питательной воды котлов;
- решение в соответствии с патентом РФ № 139299 с применением мини-ГЭС на насосных станциях тепловых сетей для утилизации бросового потенциала обратной сетевой воды.

Предложенные технические и технологические решения, позволяющие получить значимый в масштабах предприятия экономический эффект, приняты к внедрению в Самарском филиале ПАО «Т Плюс» при оптимизации ТЭЦ и подключенных к ним систем теплоснабжения.

Приложения:

1. Патент 2275509. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалева, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра и др. // Бюллетень изобретений. - 2006. - № 12 (1 экз. на 5 листах);
2. Патент 2287699. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалева, Д.В. Цюра и др. // Бюллетень изобретений. - 2006. - № 32 (1 экз. на 5 листах);
3. Патент 2293852. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалева, Е.В. Макарова, В.И. Шарапов // Бюллетень изобретений. - 2007. - № 5 (1 экз. на 5 листах);
4. Патент 2278982. Способ работы тепловой электрической станции / М.М. Замалева, Е.В. Макарова, Д.В. Цюра и др. // Бюллетень изобретений. - 2006. - № 18 (1 экз. на 5 листах);
5. Патент 139299. Система теплоснабжения / М.М. Замалева // Бюллетень изобретений. - 2014. - № 10 (1 экз. на 2 листах).

Главный инженер

С.Н. Туров

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
филиала ОАО «Волжская ТГК»
«Ульяновская ТЭЦ-1»

В.А. Долгалев

2008 г.



АКТ ПРОБНОГО ПУСКА

схемы использования пара 5-го отбора турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 для покрытия тепловых нагрузок водоподготовительной установки, реализованной в соответствии с рацпредложением «Модернизация схемы пароснабжения подогревателей обессоленной воды и деаэраторов атмосферного давления на УлТЭЦ-1»

23.01.2008г. в 11:30 включена в работу новая схема подачи пара пятого отбора турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 (ТА-8). По условиям работы УлТЭЦ-1 данный источник теплоты был использован для подогрева питательной воды в ПХВ-1 перед подачей на химводоочистку. Включение данной тепловой схемы позволило отключить в резерв РУ-13/1,2 ата и отказаться от применения редуцированного пара производственного отбора.

Опробование новой тепловой схемы производилось в течение 4,5 часов (отключена в 16:00 23.01.2008г.). В этот промежуток времени турбоустановка с турбиной Т-100/120-130-3 ст. №8 несла стабильную электрическую и тепловую нагрузки ($N_{эл}=116$ МВт; $D_{о.п}=480$ т/ч; $P_{в.м}^{abc}=1,16$ кгс/см²; $P_{и.м}^{abc}=0,48$ кгс/см²; $G_{с.в}=5000$ т/ч; $t_{с.в}=56/70/84^{\circ}\text{C}$). Расход пара из 5-го отбора составил 15 т/ч при абсолютном его давлении в камере $P_{5отб}=2,77$ кгс/см². Параметры пара 5-го отбора за отключающей задвижкой III ПТО-3 составили: $P_{5отб}=1,27$ кгс/см² (абс.), $t_{5отб}=121$ °С (замеры производились на отм. +14 м в районе вновь смонтированной задвижки III ПТО-4). Значительный перепад давлений пара 5-го отбора до и после задвижки III ПТО-3 обуславливался тем, что по условиям работы станции (незначительный нагрев в ПХВ-1) указанная задвижка находилась в подорванном состоянии.

По результатам проведенных опытов можно сделать следующие выводы:

1. Смонтированная схема использования пара 5-го отбора турбины Т-100/120-130-3 ст. №8 работоспособна и позволяет отказаться от применения редуцированного пара производственного отбора после РУ-13/1,2 ата.
2. Пуск новой тепловой схемы не представляет никаких затруднений. Смонтированная схема дренажей позволяет производить достаточно быстрый ее пуск (при опробовании время пуска составило 2 часа).
3. Для включения новой схемы в постоянную работу (при нахождении ТА-6 в резерве или ремонте) необходимо:
 - установить электропривод на задвижку III ПТО-3 с включением последнего в схему защиты ТА-8;
 - смонтировать узел учета расхода пара из 5-го отбора ТА-8 с выводом вторичного прибора на ЦТЦУТ-1;
 - включить в инструкцию по эксплуатации ТА-8 описание и схему работы новой схемы.

Начальник ПТО
филиала ОАО «Волжская ТГК»
«Ульяновская ТЭЦ-1»

В.Н. Глотов

Начальник котлотурбинного цеха
филиала ОАО «Волжская ТГК»
«Ульяновская ТЭЦ-1»

В.Н. Захаров

Руководитель режимной группы ПТО
филиала ОАО «Волжская ТГК»
«Ульяновская ТЭЦ-1»

Г.А. Никифоров

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Свидетельства о государственной регистрации
программы для ЭВМ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016662635

Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в
соответствии с РД 34.08.552-93

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-технический центр «Лидер» (ООО НТЦ «Лидер») (RU)*

Авторы: *Замалеев Мансур Масхутович (RU), Шаранов Владимир
Иванович (RU), Губин Игорь Викторович (RU), Павлов Владимир
Андреевич (RU), Япаров Ильяс Вадимович (RU)*

Заявка № 2016619961

Дата поступления 22 сентября 2016 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 16 ноября 2016 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016662634

Расчет показателей тепловой экономичности ТЭЦ в соответствии с РД 34.08.552-95

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «Лидер» (ООО НТЦ «Лидер») (RU)*

Авторы: *Замалеев Мансур Масхутович (RU), Шарапов Владимир Иванович (RU), Губин Игорь Викторович (RU), Павлов Владимир Андреевич (RU), Япаров Ильяс Вадимович (RU)*

Заявка № 2016619960

Дата поступления 22 сентября 2016 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 16 ноября 2016 г.

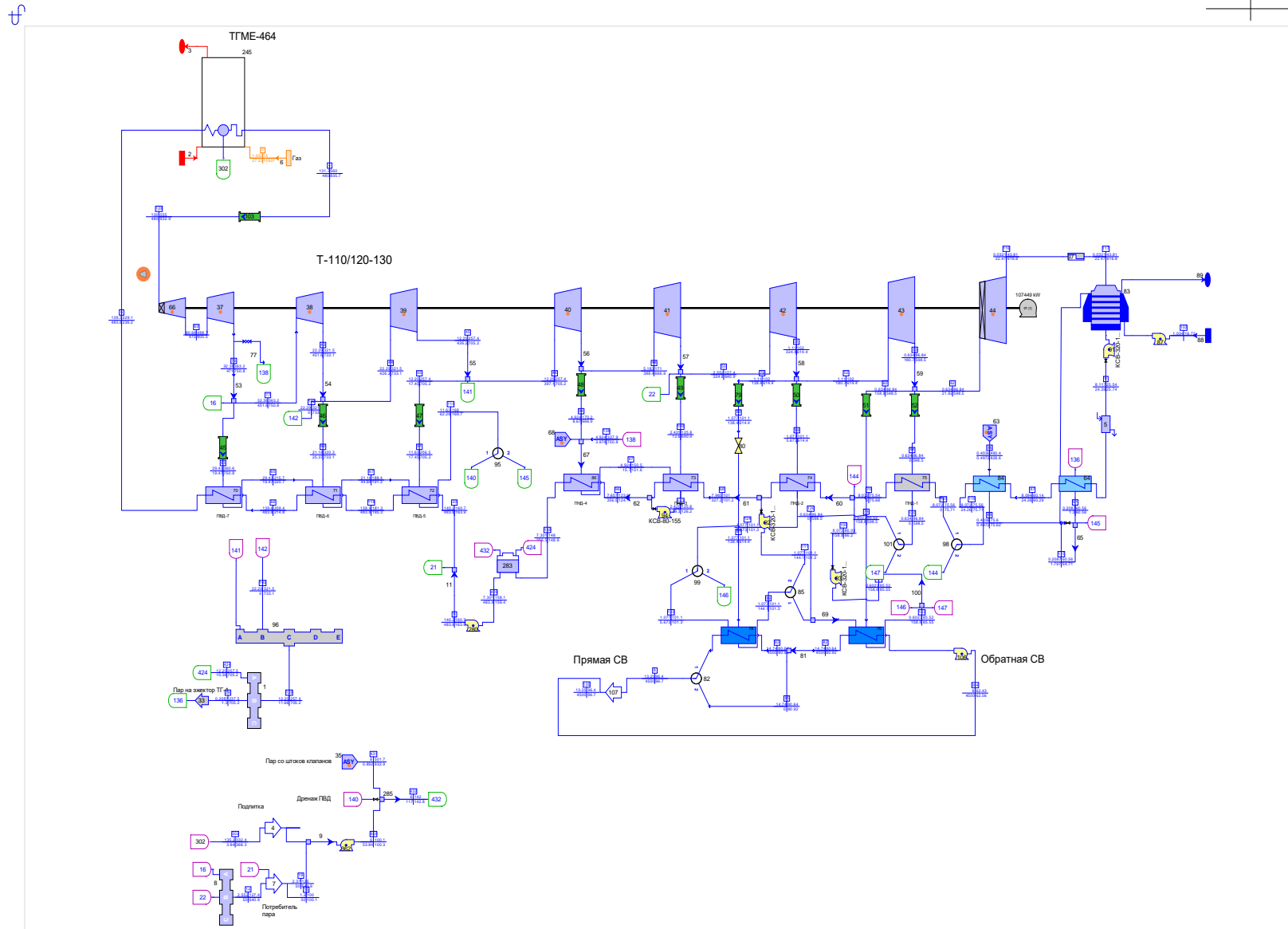
Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты расчета полной тепловой схемы энергоблока с турбиной Т-110/120-130 при использовании пара из пятого отбора в количестве 50 т/ч, выполненные в программном комплексе ThermoFlow



Расчетная тепловая схема, разработанная в ПК ThermoFlow

| ST Assembly [1] - TG-5 | ST [66] | ST [37] | ST [38] | ST [39] | ST [40] | ST [41] | ST [42] | ST [43] | ST [44] |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Steam Turbine Group Data | | | | | | | | | |
| Casing | HPT | HPT | HPT | HPT | HPT | HPT | HPT | HPT | LPT1 |
| Casing Path | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Overall | | | | | | | | | |
| Inlet pressure control | LVP | Sliding | Sliding | Sliding | Sliding | Sliding | Sliding | Sliding | Throttle |
| Number of flow paths | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Dry step efficiency [%] | 80,95 | 83,16 | 74,32 | 78,89 | 87,02 | 83,16 | 81 | 79,57 | 0 |
| Group overall efficiency [%] | 71,71 | 84,42 | 74,72 | 79,66 | 87,77 | 83,37 | 78,99 | 75,71 | 0 |
| Group blading efficiency [%] | 80,95 | 84,43 | 74,73 | 79,67 | 87,78 | 83,38 | 78,99 | 75,72 | 0 |
| Mechanical loss [kW] | 40,78 | 82,18 | 22,36 | 32,18 | 44,93 | 16,48 | 21,03 | 15,38 | 39,81 |
| Shaft power [kW] | 15185 | 30151 | 9301 | 13762 | 17678 | 11729 | 9963 | 3329 | -369,4 |
| Group Inlet | | | | | | | | | |
| Mass flow [t/h] | 480 | 475 | 451,6 | 426,2 | 397,1 | 388,4 | 324,8 | 180,7 | 21,92 |
| Pressure [ata] | 130 | 80,68 | 32,38 | 22,29 | 12,25 | 5,183 | 2,552 | 1,11 | 0,634 |
| Temperature [C] | 555 | 488,7 | 363,2 | 321,5 | 257,4 | 171 | 127,4 | 102 | 86,84 |
| Enthalpy [kcal/kg] | 832,92 | 805,55 | 750,82 | 733,06 | 705,24 | 666,86 | 640,86 | 614,43 | 598,52 |
| Steam quality | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,9846 | 0,9527 | 0,9351 |
| Pressure after inlet and valve losses [ata] | 122,8 | 80,68 | 32,37 | 22,29 | 12,25 | 5,182 | 2,552 | 1,11 | 0,0488 |
| Leakage massflow into group (net) [t/h] | -1,783 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,066 |
| Group Exit | | | | | | | | | |
| Mass flow [t/h] | 475 | 475 | 451,6 | 426,2 | 397,1 | 388,4 | 324,8 | 180,7 | 22,47 |

