

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи

Запольская Ирина Николаевна



ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ
ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ НА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ ГОРОДОВ РЕСПУБЛИКИ
ТАТАРСТАН

Специальность: 05.14.01 - Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание
ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Ваньков Юрий Витальевич

Казань 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ВОДО-ВОДЯНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ (ИВВП) В ГОРОДАХ С ЗАКРЫТОЙ СХЕМОЙ ГВС.....	20
1.1. Современное состояние систем теплоснабжения в городах РФ.....	20
1.2. Особенности перехода на горячее водоснабжение от ИВВП	29
1.3. Критерии оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения городов	45
Выводы по главе 1.....	50
2 ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КАЗАНИ	52
2.1 Влияние на надежность теплоснабжения в тепловых сетях	54
2.2 Влияние на потребление тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения многоквартирными домами.....	71
2.3 Влияние на технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.....	84
Выводы по главе 2.....	99
3 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ С ЗАКРЫТОЙ СХЕМОЙ ГВС.....	102
3.1 Методы оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП	102
3.2. Разработка методики оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП.....	113
3.3 Программно-расчетный комплекс «Transition2ITP».....	115
Выводы по главе 3.....	123
4. ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ...	124
4.1 Расчет ожидаемого эффекта, получаемого системой теплоснабжения города от перехода на ИВВП, на примере г. Заинск.....	125
4.2 Расчет ожидаемого эффекта, получаемого системой теплоснабжения города от перехода на ИВВП, на примере г. Нижнекамск.....	128
4.3 Направления в развитие исследования по оценке влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения городов РФ.....	130

Выводы по 4 главе.....	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	141
ПРИЛОЖЕНИЯ	158
Приложение 1. Акты использования и реализации трудов	158
Приложение 2. Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ	163
Приложение 3. Справочные таблицы	164
Приложение 4. Результаты проведенных исследований	171

Перечень рисунков

Рисунок 1.1. Средний возраст тепловых сетей и сетей ГВС в городах РФ с открытой и закрытой системой теплоснабжения, лет [12]	21
Рисунок 1.2 Динамика физического износа тепловых сетей и сетей ГВС в 2007-2016гг.....	23
Рисунок 1.3 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Казани на 1 п.км в год в период 2007-2016гг. по АО «Татэнерго».....	24
Рисунок 1.4 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Казани на 1 п.км в год в период 2014-2016гг. по АО «Казэнерго».....	24
Рисунок 1.6 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Нижнекамска на 1 п.км в год в период 2014-2016гг. по АО «Татэнерго» и ОАО «ВКиЭХ».	27
Рисунок 1.7. Схема четырехтрубной системы теплоснабжения, где: И – источник теплоснабжения, О – отопление, В – вентиляция, ГВС – горячая вода	30
Рисунок 1.8. Схема двухтрубной системы теплоснабжения с ЦТП, где: И – источник теплоснабжения, О – отопление, В – вентиляция, ГВС – горячая вода .	31
Рисунок 1.9. Схема двухтрубной системы теплоснабжения с ИТП, где: И – источник теплоснабжения, ИТП – индивидуальный тепловой пункт.....	32
Рисунок 1.10. Принципиальная схема ИТП с ИВВП (зависимая схема по отоплению).....	34
Рисунок 1.11 Процентное соотношение дефектов и повреждений трубопроводов пара и горячей воды	36
Рисунок 1.12. Схема энергетической системы города	46
Рисунок 2.1. Функциональная структура организации теплоснабжения г. Казани	53
Рисунок 2.2. Динамика показателей системы ГВС.....	62
Рисунок 2.3. Снижение потерь тепловой энергии и потерь воды в сетях ГВС, %.	65
Рисунок 2.4. Динамика повреждаемости в тепловых сетях и сетях ГВС.....	65
Рисунок 2.5. Динамика повреждаемости по видам тепловых сетей.....	66
Рисунок 2.6. Уровень замены сетей отопления	66
Рисунок 2.7. Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя и сетей воды, кВтч/Гкал	67
Рисунок 2.8. Структура МКД по динамике теплопотребления после перехода на ИВВП с отражением изменения теплопотребления в Гкал на 1 м ² в месяц.....	76

Рисунок 2.9. Сравнение затрат на энергоресурсы по 720 МКД г. Казани за июнь-август 2015 и 2021 гг., млн. руб.	76
Рисунок 2.10. Расположение МКД относительно ЦТП с динамикой изменения потребления энергоресурсов в рублях	78
Рисунок 2.11. Динамика потребления тепловых ресурсов МКД по ул. Восстания, д.28 и Адоратского, 2 за июнь-август 2015 и 2018гг. и июнь-август 2015 и 2021гг.	79
Рисунок 2.12. Динамика средней температуры теплоносителя в подающем трубопроводе за июнь 2015г. по МКД ул. Ямашева, 79б	80
Рисунок 2.13. Динамика потребления тепловой энергии в течении суток (июнь 2015.) по МКД (ул. Ямашева, 79б).	82
Рисунок 2.14 Суточный режим теплосети и график выработки электрической энергии ТЭЦ	89
Рисунок 2.15 Режим теплосети при «набросе» тепловой нагрузки в период похолодания.....	90
Рисунок 2.16 Изменение полезного отпуска тепловой энергии в 2016г. и 2020 г. г. Казани по группе «Население» по ЕТО-1.....	90
Рисунок 2.17 Колебание температуры наружного воздуха в январе 2019г.	93
Рисунок 3.1. Нормальное распределение Гаусса.	105
Рисунок 3.2. Сопоставление распределения выборки теоретическому нормальному распределению.....	107
Рисунок 3.3. Зависимость изменения теплопотребления в МКД после перехода на ИВВП от года постройки МКД.....	109
Рисунок 3.4. Интерфейс титульного листа ПКР «Transition2ITP».....	116
Рисунок 3.5. Лист «Загрузки данных по МКД»	118
Рисунок 3.6. Форма для ввода данных (1 из 5) -Данные по многоквартирным домам (МКД).....	118
Рисунок 3.7. Форма для ввода данных (2 из 5) – Данные по сетям ГВС	119
Рисунок 3.8. Форма для ввода данных (3 из 5) – Данные по источникам теплоснабжения	119
Рисунок 3.9. Форма для ввода данных (4 из 5) – Данные о тарифах.....	119
Рисунок 3.10. Форма для ввода данных (5из 5) – Затраты.....	119
Рисунок 3.11. Дополнительная форма для расчета единоразовых расходов при переходе на ИТП	120

Рисунок 3.12. Дополнительная форма для расчета единоразовых расходов при переходе на ИТП для МКД	120
Рисунок 3.13. Дополнительная форма для ежегодных расходов при переходе на ИТП.....	120
Рисунок 4.1. Сравнение теплопотребления МКД г. Казани после перехода на ИВВП за 10 месяцев 2015г. к 10 месяцам 2021г.....	131
Рисунок 4.2. Сравнение теплопотребления МКД г. Казани после перехода на ИВВП за 10 месяцев 2015г. по температуре наружного воздуха 2021г. к 10 месяцам 2021г.	132
Рисунок 4.3. Структура тепловых мощностей в РФ, %	134
Рисунок 4.4. Динамика количества котельных по федеральным округам, ед. (росстат).....	134

Перечень таблиц

Таблица 1.1 Структура городов РФ по типу системы теплоснабжения (по данными Министерства энергетике РФ).....	22
Таблица 1.2 Протяженность и износ трубопроводов по городам и единым теплоснабжающим организациям в 2016г.....	23
Таблица 1.3 Потери тепловой энергии за период с 2014г. по 2016г.....	27
Таблица 1.4 Анализ повреждаемости в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Казанские тепловые сети в ОЗП 2015- 2016 годов	28
Таблица 2.1 Исходная информация по трубопроводам на участке ЦТП-ТК-1 в схеме тепловых сетей ЦТП-Лукина	56
Таблица 2.2 Нормативные потери теплоносителя с его нормируемой утечкой.....	56
Таблица 2.3 Затраты теплоносителя на заполнения по тепловым сетям ЦТП – Лукина 16	56
Таблица 2.4. Расчет затрат теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ	57
Таблица 2.5 Нормируемые технологические затраты теплоносителя по участку тепловых сетей по ЦТП -Лукина 16.....	58
Таблица 2.6 Нормативные технологические затраты тепловой энергии по участку тепловых сетей по ЦТП-Лукина 16.....	59
Таблица 2.7 Расчет тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов подземной прокладки (на примере участка ЦТП – ТК-1 квартала ЦТП – Лукина 16).....	60
Таблица 2.8. Итоговая величина нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя.....	61
Таблица 2.9 Уровень снижения потерь тепловой энергии и потерь воды в сетях ГВС в результате модернизации системы ГВС	64
Таблица 2.10. Показатели надежности тепловых сетей.....	67
Таблица 2.11 Основные характеристики ГВС.....	72
Таблица 2.12. Сравнительная динамика изменения платежа за горячее водоснабжение по однотипным домам в 2021 году по сравнению с 2015г.	77
Таблица 2.13. Сравнение теплопотребления за месяц при фактической температуре теплоносителя и смоделированной (57 ⁰ С в дневные часы, 55 ⁰ С в ночные)	83

Таблица 2.14. Динамика ТЭП источников теплоснабжения после установки ИВВП	98
Таблица 3.1. Расчет интервалов теоретического распределения и распределения выборки динамики потребления тепловой энергии	107
Таблица 3.2. Структура многоквартирных домов РФ по годам постройки.....	109
Таблица 3.3 Информация по снижению потребления тепловой энергии на ГВС в разрезе МКД по году постройки на 1 квадратный метр в месяц	110
Таблица 4.1 Сравнение нормативных и фактических значений потребления тепловой энергии на ГВС за июнь-август 2021г. по городам Заинск и Нижнекамск	124
Таблица 4.2. Информация о сроке окупаемости проекта перехода на ИВВП для системы теплоснабжения г. Заинск.....	127
Таблица 4.3. Информация о сроке окупаемости проекта перехода на ИВВП для системы теплоснабжения г. Нижнекамск.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Анализ текущего состояния энергетической системы субъектов Российской Федерации показал наличие в них существенных структурных проблем, накопленных за многие годы и требующих скорейшего их решения. Разработанная Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. №1523-р), а также действующая с 2016 г. Стратегия развития жилищно-коммунального хозяйства в Российской Федерации на период до 2020 г. (распоряжение Правительства РФ от 26.01.2016 N 80-р) определяют основные цели и приоритеты развития энергетики и сферы ЖКХ России, направленные в том числе на максимальное содействие социально-экономическому развитию страны.

Для достижения поставленных целей в условиях прогнозируемых изменений мировой экономики и экономики Российской Федерации основными задачами являются ускоренный переход к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, способной адекватно ответить на вызовы и угрозы в своей сфере и преодолеть имеющиеся проблемы, а также повышение энергетической эффективности отраслей экономики.

При повышении энергоэффективности системы необходимо также большое внимание уделять вопросам эффективности работы систем теплофикации и теплоснабжения городов. С одной стороны, этот сегмент является наиболее социально-значимым, и в то же время топливоёмким сектором экономики, в нем потребляется около 40% энергоресурсов.

При этом, несмотря на высокую социальную значимость, тепловая энергетика России в настоящий момент функционирует неэффективно. Основной причиной всех аварий является высокий износ тепловых сетей, при этом основная доля приходится на квартальные тепловые сети и сети горячего водоснабжения (ГВС).

Причиной высокого износа является установившаяся сегодня система сдерживания темпов роста тарифов на коммунальные ресурсы без практики системного анализа самих значений тарифов (предельные индексы цен,

недофинансирование ремонтных и инвестиционных программ путем ограничений со стороны местных муниципалитетов в целях сдерживания тарифов в населенном пункте, перекрестное субсидирование промышленными предприятиями и пр.).

Учитывая тот факт, что теплоснабжение является основной составляющей в системе жилищно-коммунального хозяйства, описанные выше проблемы непосредственно сказываются на конечном потребителе – население в виде низкого качества оказываемых услуг по отоплению и ГВС, снижению надежности теплоснабжения, высоких тарифов на тепловые ресурсы.

В структуре конечного потребления население является одним из основных потребителей тепла (более 30%) по данным Росстата). Услуги отопления и ГВС являются основными статьями затрат в коммунальных платежах жителей многоквартирных домов (более 50% в структуре коммунального платежа).

Проблемы, накопившиеся в системе теплоснабжения России, свидетельствуют о необходимости реформирования отрасли, внедрения инновационных разработок для повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, повышению качества обслуживания конечных потребителей и повышения конкурентоспособности генерирующих компаний [128].

Для решения обозначенных проблем в первую очередь необходимо решить вопрос с финансированием отрасли и привлечением в нее инвесторов. В настоящее время в целях решения данной проблемы был принят ряд федеральных законов, позволяющих привлечь частные инвестиции в модернизацию отрасли.

С целью привлечения инвестиций в различные объекты, имеющие социально-экономическое значение и находящиеся в государственной или муниципальной собственности, в 2005 году принят Федеральный закон «О концессионных соглашениях», регулирующий отношения, возникающие в связи с подготовкой, заключением, исполнением и прекращением концессионных соглашений с российскими и иностранными инвесторами. Но фактическое развитие получило только в 2016-2017 гг. после принятия ряда поправок.

В 2013 года был подписан федеральный закон "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части

совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения". Согласно закону, тарифы регулируются на основе долгосрочных параметров, которые устанавливаются на срок от 3 до 5 лет в порядке, определяемом правительством.

Внесенные в 2017г. дополнения в закон «О теплоснабжении» (№ 297-ФЗ от 29.07.17) о ценообразовании по модели «альтернативной котельной» положили начало легитимности ценообразования по тарифным формулам. Эффективность ценообразования должно строиться исходя из того, что уровень тарифа, с одной стороны, должен быть достаточным для обеспечения конкуренции качества теплоснабжения, с другой, он не должен провоцировать потребителей на поиск альтернатив.

Принимаемые законодательные изменения нацелены на стабилизацию ситуации, привлечение инвестиций в отрасль, изменение способов ценообразования, позволяющих повысить эффективность и надежность теплоснабжения и т.д. При этом необходимо понимать, что инвестиции должны быть направлены на внедрение современных и эффективных способов модернизации системы теплоснабжения, ориентированных на получение эффекта энергосистемой в целом.

Одним из способов повышения уровня надежности системы теплоснабжения является способ модернизации системы горячего водоснабжения путем ликвидации центральных тепловых пунктов и сетей горячего водоснабжения (ГВС) и установкой индивидуальных водо-водяных подогревателей (ИВВП) непосредственно у потребителей горячей воды на абонентских узлах [104].

Практика установки индивидуальных тепловых пунктов на объектах горячего водоснабжения получила широкое распространение при переходе с открытой системы теплоснабжения на закрытую схему горячего водоснабжения. Эффективность перехода с открытой системы теплоснабжения путем установки АИТП рассматривалась во многих научных работах.

При этом изменение способа приготовления горячей воды в городах с закрытой схемой горячего водоснабжения путем ликвидации ЦТП и установкой ИВВП комплексно не рассматривался.

Широкое распространение установки в каждом здании АИТП, исключением центральных тепловых пунктов и четырехтрубной внутриквартальной системы подачи тепла и воды получило в странах Скандинавии, Прибалтики и других странах Восточной и Центральной Европы [138].

В России и странах бывшего СНГ установка АИТП началась в единичных зданиях с 1989 г. (клиники «Микрохирургия глаза» в 11 городах РФ), а теперь уже применяется в обязательном порядке при новом строительстве.

В г. Перми в рамках пилотного проекта были установлены АИТП в 28 зданиях. В жилых домах, в которых были установлены ИТП, отмечается повышение качества услуг отопления и ГВС. При этом зафиксирована значительная экономия потребляемой теплоэнергии в среднем на 18%, а по некоторым домам – 23-25%. Также на 30% произошло сокращение объема потребления воды на нужды горячего водоснабжения [103].

С 2003 года в городском поселении Мытищи ОАО «Мытищинская теплосеть» реализовало проект по реконструкции 180 км тепловых сетей и установке 700 индивидуальных тепловых пунктов, рассчитанный на период реализации 2011-2020 гг. За период реализации проекта снижение потерь составило более 20% [49].

В 2013 году началась модернизация системы ГВС по г. Казани путем переноса функции приготовления горячей воды непосредственно к потребителю в зоне ЕТО-1 с последующей ликвидацией сетей ГВС и центральных тепловых пунктов. Программа реализовывалась в три этапа:

1. Первый этап – 2013г. Установлено 29 ИВВП на 27 объектах, ликвидировано 5 ЦТП.
2. Второй этап – 2014-2015гг. Установлено 271 ИВВП на 264 объектах, ликвидирован 21 ЦТП.
3. Третий этап – 2016-2018гг. Установлено 1353 ИВВП на 1115 объектах, ликвидирован 101 ЦТП.

Успешный опыт реализации первого и второго пилотных этапов Программы по переводу МКД на ИТП, с учетом выявленных проблем, послужил основой

реализации третьего этапа данного проекта на оставшиеся дома, подключенные к Казанским тепловым сетям (АО «Татэнерго»).

При реализации данной программы в г. Казани после ликвидации центральных тепловых пунктов, сетей ГВС и установкой индивидуальных водо-водяных подогревателей в многоквартирных домах в ряде домов также отмечалось снижение потребления тепловой энергии. После модернизации системы горячего водоснабжения повысилась надежность работы тепловых сетей города за счет снижения повреждаемости в период эксплуатации как сетей горячего водоснабжения, так и тепловых сетей. При этом, были выявлены резкие суточные колебания давления и расхода сетевой воды на источниках теплоснабжения. Данный факт оказывает отрицательное влияние на надежность теплоснабжения. Также, несмотря на общий положительный эффект от снижения потребления тепловой энергии многоквартирными домами, были зафиксированы случаи с существенным ростом потребления как тепловой энергии на подогрев холодной воды, так и расхода холодной воды на нужды ГВС [2].

Для принятия решения муниципальными образованиями совместно с едиными теплоснабжающими организациями о переводе населенного пункта на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей в целях повышения надежности системы ГВС при разработке схем теплоснабжения необходимы исследования и инструменты расчета ожидаемых последствий. Исследования в данной области должны показать или опровергнуть целесообразность полного перехода на горячее водоснабжение от ИВВП в городах с закрытой схемой ГВС, влияние на систему теплоснабжения города с комбинированной выработкой электроэнергии, с какими проблемами сталкиваются источники теплоснабжения, окупаемость для тепловых сетей, энергоэффективность для потребителей тепловой энергии.

Исходя из вышесказанного, тема диссертационного исследования является актуальной.

Степень научной разработанности проблемы.

Вопросами повышения надежности работы энергетических системы, исследованием влияния технических решений на эффективность их работы занимаются многие ученые и эксперты энергетической отрасли. Ключевыми авторами в этой отрасли являются Соколов Е.Я., Николаев А.А., Зингер Н.М., Аксенов М.А. и др.

В части повышения надежности эксплуатации тепловых сетей и сетей ГВС посредством своевременного выявления дефектов на тепловых сетях, внедрения новых методов и типов изоляции трубопроводов, а также способов оценки их надежности необходимо выделить научные работы таких исследователей, как Закирова И.А., Родиев Л.В., Цыганкова Ю.С. и др.

В работах авторов как Балабан-Ирменен Ю.В., Ланин И.С. Ахметова И.Г., Звонарева Ю.Н. раскрыты вопросы совершенствования и выявления потенциала энергосбережения энергетических систем, методы снижения тепловых потерь и теплоносителя в трубопроводах.

Вопросы повышения качества горячего водоснабжения отражены в трудах Шарапова В.И., Ямлеевой Э.У, Гершковича В.Ф., Ливчака В.И., Шищенко В.В., задачи снижения теплопотребления на нужды ГВС ставят в своих работах такие авторы, как Семенов В.Г., Ротов П.В., Панфилов В.И. и др.

Объект исследования – система теплоснабжения города с закрытой схемой горячего водоснабжения с комбинированной выработкой электрической энергии.

Предмет исследования – способ модернизации системы горячего водоснабжения путем установки индивидуальных тепловых пунктов с водоводяными подогревателями у потребителей.

Цель и задачи исследования. Цель диссертационной работы заключается в оценке влияния модернизации системы горячего водоснабжения путем установки ИВВП в многоквартирных домах (МКД) на энергетическую систему городов Республики Татарстан.

Для достижения цели поставлены следующие **задачи**:

1. Провести анализ современного состояния системы теплоснабжения городов с закрытой системой горячего водоснабжения, определить проблемные вопросы.
2. Определить особенности перевода населенных пунктов на горячее водоснабжение от ИВВП.
3. Определить критерии оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения города.
4. Провести оценку влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП по выбранным показателям на систему теплоснабжения города Казани в зоне действия единой теплоснабжающей компании АО «Татэнерго».
5. Разработать методику оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения города.
6. Провести апробацию методики оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения на примере городов Республики Татарстан с закрытой схемой горячего водоснабжения (Заинск, Нижнекамск).

Научная новизна исследования:

1. Определены основные критерии оценки влияния перевода системы ГВС с ЦТП на ИВВП на работу системы теплоснабжения города.
2. Получены и проанализированы новые данные по оценке эффективности перехода на ИВВП многоквартирными домами городов с закрытой схемой ГВС на примере г. Казани.
3. Определены коэффициенты эффективности, позволяющие оценить динамику ключевых показателей системы теплоснабжения городов после перевода системы ГВС на ИВВП.
4. Разработана методика оценки влияния модернизации системы теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС путем установки ИВВП с последующей ликвидацией ЦТП и сетей ГВС.
5. На основании разработанной методики определен алгоритм и зарегистрирован программный продукт «Transition2ITP», позволяющий

оперативно произвести расчет влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что проведенные исследования позволили разработать методический подход оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС с комбинированной выработкой электрической энергии. Результаты работы могут быть рекомендованы к включению в электронную модель системы теплоснабжения города в виде отдельного раздела «Предложения по переводу городов с закрытой схемой горячего водоснабжения на ИТП», а также в методические указания по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Минэнерго России № 212 от 05.03.2019г.

Практическая значимость работы.

1. Проведенное исследование оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения может использоваться городами с закрытой схемой теплоснабжения при оценке энергетического и экономического эффекта от модернизации системы горячего водоснабжения путем установки ИВВП и ликвидацией ЦТП и сетей ГВС.

2. Методика расчета эффективности системы теплоснабжения города при переходе на ГВС от ИВВП использовалась при проведении модернизации системы теплоснабжения АО «Татэнерго» г. Заинск, при разработке плана ликвидации ЦТП и перехода на ИВВП ООО «БашРТС» по системе теплоснабжения в г. Уфа республики Башкортостан, а также ОАО «ВКиЭХ» по системе теплоснабжения г. Нижнекамск республики Татарстан (Акты внедрения).

3. Зарегистрирован программный продукт, разработанный на основании предложенных автором алгоритма и методики оценки эффективности системы теплоснабжения города при переходе на горячее водоснабжение от ИВВП (Свидетельство о регистрации).

4. Результаты работы используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» по направлению подготовки бакалавров и магистров «Теплоэнергетика и теплотехника» при чтении

лекции по дисциплинам «Потребители теплоты предприятий и объектов ЖКХ», «Надежность установок и систем теплоснабжения» (Акт использования результатов диссертации).

Акты внедрения, использования и реализации результатов научных исследований представлены в Приложении 1.

На защиту выносятся

1. Основные критерии оценки влияния перевода системы ГВС с ЦТП на ИВВП непосредственно на работу системы теплоснабжения города.

2. Результаты экспериментальной оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП по выбранным показателям на систему теплоснабжения города Казани на примере единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

3. Разработанная методика оценки влияния перевода системы ГВС на работу системы теплоснабжения города.

4. Методика расчета эффективности работы системы теплоснабжения города при переходе на ИВВП.

5. Результаты апробации предложенной методики расчета эффективности перевода на горячее водоснабжение от ИВВП на примере системы теплоснабжения городов республики Татарстан (Заинск, Нижнекамск).

Методология и методы исследования. В процессе исследования применялись теоретические и экспериментальные методы, в том числе методы эмпирического исследования, математической статистики, экспертных оценок, а также общенаучные методы исследования в рамках сравнительного, логического, статистического анализа.

База данных, принятая за основу исследования, состоит из статистических и отчетных информационных данных, материалов, характеризующих производственно-хозяйственную деятельность теплоснабжающих организаций Республики Татарстан, экспертные заключения, законодательные акты и другие нормативно-правовые документы.

Достоверность и обоснованность результатов работы обусловлены применением стандартных методик расчетов показателей теплоснабжения с

применением современных прикладных программных продуктов и справочных данных, использованием аттестованной измерительной техники.

Личное участие автора заключается в определении целей и задач исследования, выборе методологической и информационной базы, оценке влияния модернизации системы горячего водоснабжения на технико-экономические показатели работы энергетической системы, выработке соответствующего алгоритма расчета и методики определения влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных тепловых пунктов с ИВВП в закрытых системах теплоснабжения на финансово-экономические показатели работы энергетической системы города.

Основные результаты получены лично автором под руководством д.т.н., профессора Ванькова Ю.В.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. По тематике и методам исследования диссертационная работа соответствует паспорту специальности 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы» в части пункта 3 - использование на этапе проектирования и в период эксплуатации методов математического моделирования с целью исследования и оптимизации структуры и параметров энергетических систем и комплексов и происходящих в системах энергетических процессов, пункта 5 - разработка и исследование в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке теплоты и энергоносителей в энергетических системах и комплексах, пункта 6 - исследование влияния технических решений, принимаемых при создании и эксплуатации энергетических систем и комплексов, на их финансово-экономические и инвестиционные показатели, региональную экономику и экономику природопользования

Апробация работы

Основные положения работы, результаты теоретических и расчетных исследований обсуждались на научно-технической конференции «Smart Energy System 2019», SES2019» (г. Казань, 2019г.); российском энергетическом форуме – 2019г. (г.Уфа, 2019г.); международной конференции «International Russian Automation Conference (RusAutoCon)» (г. Сочи, 2020г.); международном научном

семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших энергетических систем», 92-м научном заседании «Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации» (г. Казань, 2020г.). XXV Всероссийском аспирантско-магистерском научном семинаре, посвященном Дню энергетика (г. Казань, 2021г.).

Публикации. По результатам диссертационного исследования опубликовано 10 работ, в том числе 5 статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки России, 2 статьи в изданиях, индексируемых в международных базах данных цитирования Scopus.

Структура и объем работы

Диссертация изложена на 194 страницах и состоит из введения, четырех глав, заключения. Работа содержит 46 рисунков и 24 таблицы, список использованных источников содержит 150 наименования.

1 ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ВОДО-ВОДЯНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ (ИВВП) В ГОРОДАХ С ЗАКРЫТОЙ СХЕМОЙ ГВС

1.1. Современное состояние систем теплоснабжения в городах РФ

Теплоснабжение является важной социально направленной отраслью в Российской Федерации, учитывая климатические условия страны. При этом данная отрасль отличается в течение длительного времени высоким уровнем аварийности в связи с изношенностью тепловых сетей и сетей ГВС.

Несмотря на то, что в последнее время реализуется большое количество федеральных и региональных программ, направленных на повышение эффективности и надежности отрасли теплоснабжения, а именно внедрение новых способов тарифообразования (установление долгосрочных тарифов, внедрение метода «альтернативная котельная», установление нерегулируемых тарифов на некоторые виды тепловых ресурсов и т.д.), позволяющих привлекать инвестиции в отрасль, переход с открытых на закрытые системы теплоснабжения, внедрение концессионных соглашений и прочие программы, надежность отрасли теплоснабжения находится на достаточно низком уровне.

Общая протяженность тепловых и паровых сетей в России на начало 2020 года составляла 173,6 тыс. км в двухтрубном исчислении, при этом 48,7 тыс. км (29%) нуждаются в ремонте и реконструкции [48].

Начиная с 2008г. доля сетей, нуждающихся в замене, выросла на 2,7 процентных пункта, что говорит о недостаточности проводимых реформ в отрасли теплоснабжения. Необходимо отметить, что уровень сетей со 100% износом в среднем по РФ составляет порядка 22%.

Основной причиной данной негативной динамики является низкий темп перекладки трубопроводов в России не более 2% в год от общей протяженности, при необходимом годовом обновлении до 3-4%. По сути плановый ремонт практически уступил место аварийно-восстановительному.

Низкий уровень замены сетей приводит к старению основных фондов и негативно влияет на уровень безопасности при эксплуатации энергохозяйств в зимних условиях [12].

Согласно статистическим данным в целом по России отмечается снижение количества аварий, начиная с 2015г. При этом в ряде регионов ситуация существенно ухудшается, в Дальневосточном ФО, Южном ФО, Северо-Кавказском ФО. В Приволжском Федеральном округе, в том числе в Республике Татарстан, также можно отметить снижение повреждений в 2020 году по сравнению с 2015г. более чем на 20% и 40% соответственно.

При этом необходимо иметь ввиду, что снижение уровня повреждений по РФ не коррелируется с уровнем износа тепловых сетей, который, как было сказано выше, существенно не изменился. Следовательно, данная статистика аварийности сглаживается температурным фактором. Поэтому данные «теплых по зиме» лет не отражают реальный уровень аварийности систем теплоснабжения. В случае более холодных зимних периодов, когда температурные отметки будут долгое время оставаться в районе $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, ситуация могла быть более критической в большинстве регионов.



Рисунок 1.1. Средний возраст тепловых сетей и сетей ГВС в городах РФ с открытой и закрытой системой теплоснабжения, лет [12]

Анализ состояния тепловых сетей и сетей ГВС в регионах РФ с разными системами теплоснабжения по данным Министерства строительства России показал, что средний возраст тепловых сетей в регионах с открытой системой теплоснабжения составляет 24,9 лет, а в регионах, находящихся на закрытой системе горячего водоснабжения, - более 38 лет.

При этом, более 50 процентов городов РФ в настоящее время имеют закрытую схему приготовления горячей воды (Табл.1.1.).

Таблица 1.1 Структура городов РФ по типу системы теплоснабжения (по данными Министерства энергетике РФ)

Города	Всего	В том числе по типу системы теплоснабжения					
		открыто й	%	смешанно й	%	Закрытой	%
Свыше 500 тыс. чел.	41	3	7	26	63	12	30
От 100 до 500 тыс. чел.	132	22	17	34	26	76	57
Менее 100 тыс. чел.	173	25	15	60	35	88	50
Итого	346	51	15	120	35	176	50

Таким образом, можно сделать вывод, что наихудшее состояние тепловых сетей приходится на регионы с закрытой схемой горячего водоснабжения, доля которых составляет более 50%.

Республика Татарстан, является одним из регионов с большей долей муниципальных образований с закрытой схемой приготовления горячей воды.

Анализ состояния трубопроводов трех крупных городов Республики Татарстан, таких как Казань, Набережные Челны, Нижнекамск, проведен за 2016г. Данный период выбран с целью показать реальное состояние тепловых сетей и сетей ГВС до проводимых мероприятий по модернизации системы теплоснабжения.

Согласно данным, представленным в таблице 1.2, основной износ трубопроводов приходился на сети ГВС, более 67%.

Таблица 1.2 Протяженность и износ трубопроводов по городам и единым теплоснабжающим организациям в 2016г.

Город	Протяженность в 2-х трубном исполнении	Износ сетей %			
		Всего %	магистраль ных	кварталь ных	Сети ГВС
Казань	942,81 км	53,1	29,4	55,45	61,7
АО «Татэнерго»	685,9 км	53,2	29,4	57,9	70,4
ОАО «Казэнерго»	256,91 км	53,0	нет	53,0	53,0
Набережные Челны (АО «Татэнерго»)	319,22 км	53,89	46,26	53,07	нет
Нижнекамск	351,33 км	58,70	58,42	42,02	67,57
АО «Татэнерго»	71,3 км	58,42	58,42	нет	нет
ОАО «ВКиЭХ»	280,03 км	59,00	нет	42,02	67,57

Самый большой износ сетей ГВС приходится на г. Казань – 70,4%, на сети АО «Татэнерго». Несмотря на то, что отмечается снижение процента физического износа по сетям ГВС за 10 лет (с 2007-2016гг.), его уровень сохранялся достаточно высоким. (Рисунок 1.2). [107]

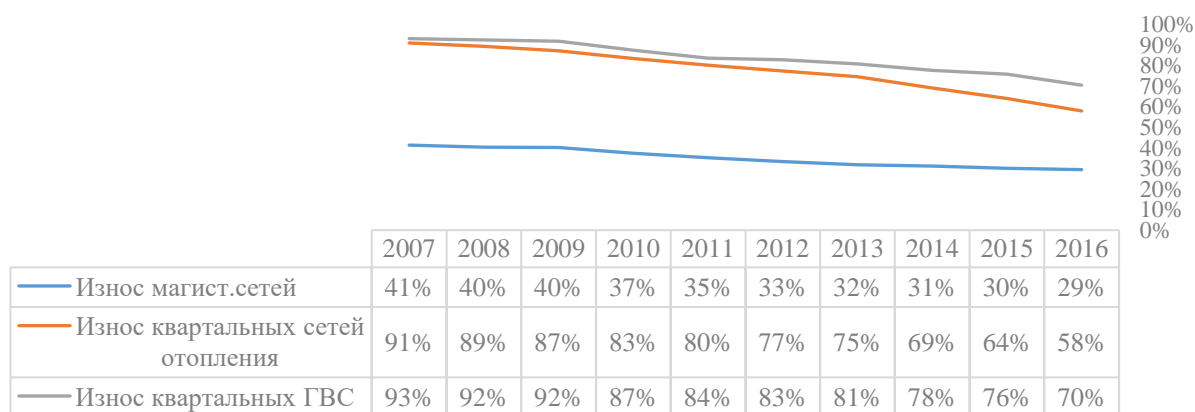


Рисунок 1.2 Динамика физического износа тепловых сетей и сетей ГВС в 2007-2016гг.

Высокий износ квартальных сетей ГВС по г. Казани коррелируется с высоким уровнем повреждений на 1 п.км в год по сравнению с уровнем повреждений на магистральных и квартальных сетях отопления (Рисунок 1.3). За 2016 год количество повреждений на 1 п.км на сетях ГВС по АО «Татэнерго» в среднем составило 1,41, что выше аналогичного показателя по магистральным сетям и квартальным сетям отопления в 8 и 2 раза соответственно.

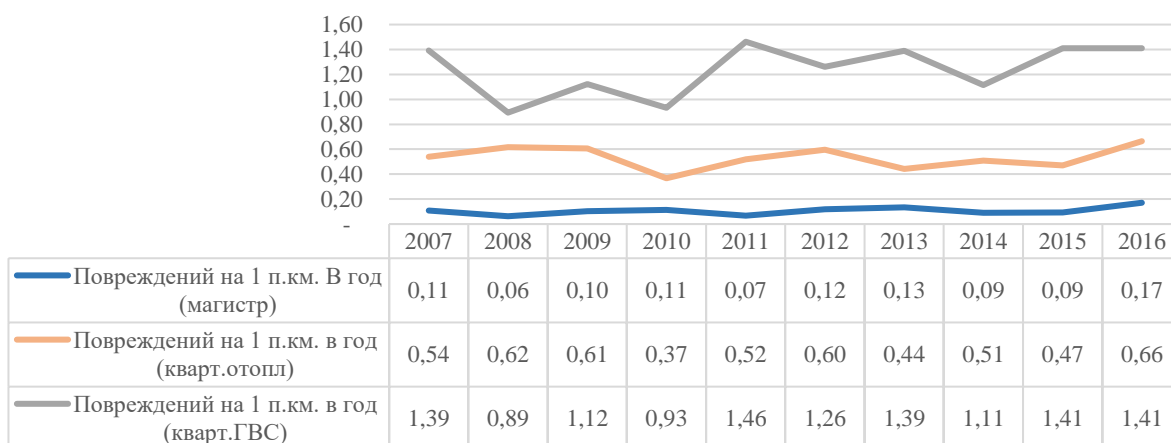


Рисунок 1.3 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Казани на 1 п.км в год в период 2007-2016гг. по АО «Татэнерго».

По сетям ГВС АО «Казэнерго» также отмечается высокий процент износа (53%) и уровень повреждений 1,53 в 2015г., но в 2016г. в результате проведенной модернизации сетей ГВС путем замены стальных сетей на сети из полимерных материалов уровень повреждений на 1 п. км снизился до 0,91.

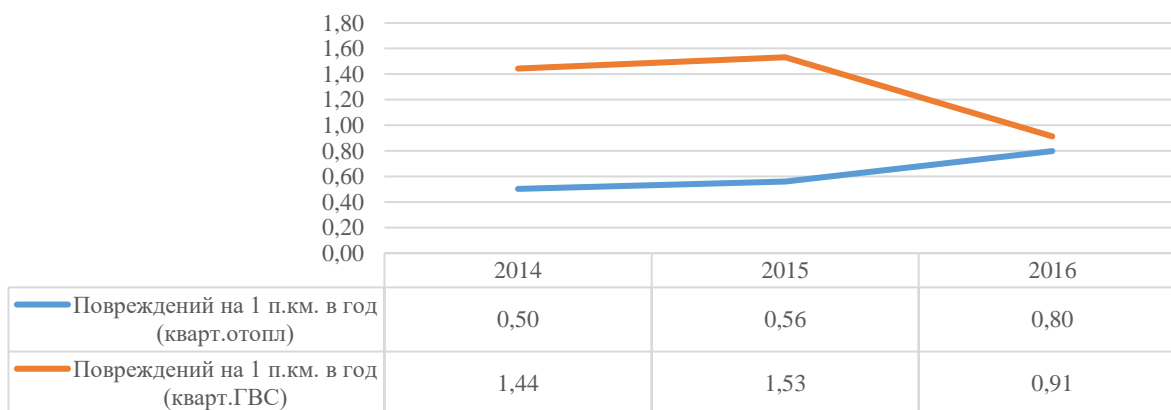


Рисунок 1.4 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Казани на 1 п.км в год в период 2014-2016гг. по АО «Казэнерго».

Структуру тепловых сетей г. Набережные Челны формируют 2 теплосетевые организации и сети локальных источников теплоснабжения: Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС») и ООО «КамАЗ-Энерго».

Схема теплоснабжения г. Набережные Челны делится на два района: северо-восточный и юго-западный. В юго-западном районе теплоснабжение потребителей осуществляется от котельного цеха БСИ филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ и от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ по закрытой схеме. В северо-восточной части города потребители подключены по открытой схеме от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ.

Протяженность тепловых сетей, находящихся на балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», составляла 319,22 км в двухтрубном исчислении, в том числе магистральные сети – 125,24 км; квартальные сети отопления – 193,98 км.

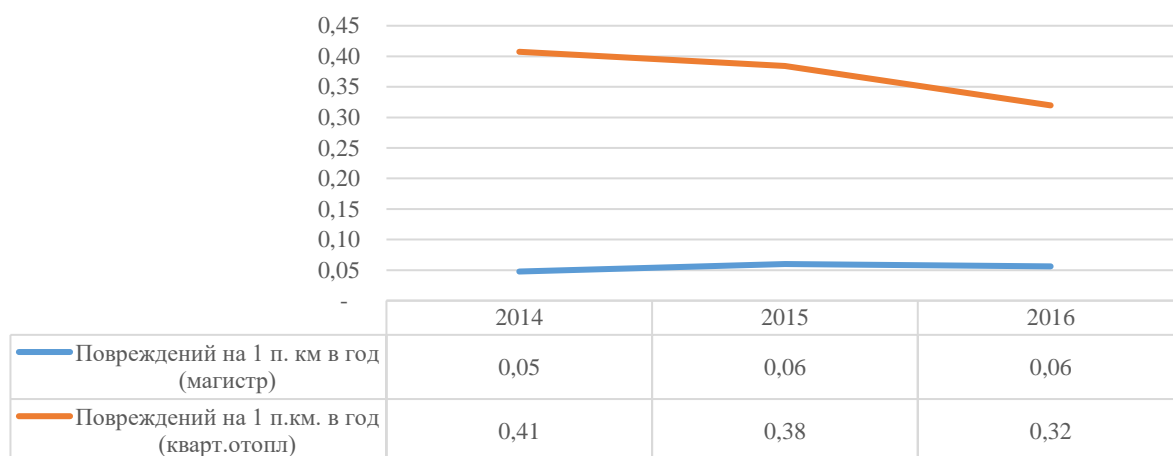


Рисунок 1.5 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Набережные Челны на 1 п.км в год в период 2014-2016гг. по АО «Татэнерго».

Количество отказов на тепловых сетях на 1 километр их протяжённости за период 2014-2016 г. снижается.

Логично, что наиболее подвержены коррозионным процессам, приводящим к отказу, внутриквартальные тепловые сети. Здесь число повреждений за все периоды относительно стабильно. На магистральных сетях более всего порывов зафиксировано также в период опрессовки, а в остальное время практически не меняется.

Основной причиной снижения отказов вызвано переводом «приготовления» горячей воды от индивидуальных тепловых пунктов ИТП и ликвидацией

центральных тепловых пунктов (ЦТП). На начало 01.01.2016 года 39 ЦТП выведено из эксплуатации, потребители подсоединены посредством ИТП. [106]

Теплоснабжение г. Нижнекамска осуществляется по тепलोводам АО «Татэнерго» и тепловым сетям ОАО «ВКиЭХ». Согласно схеме теплоснабжения, магистральные трубопроводы тепловых сетей обслуживает филиал АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети». Внутриквартальные тепловые сети и соединительные трубопроводы от магистральных тепловых сетей до ЦТП (кроме ЦТП-10, 11, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25) находятся на балансе и обслуживаются смежной теплосетевой организацией – АО «ВКиЭХ». Подготовка горячего водоснабжения производится водоподогревателями на ЦТП, находящимися на балансе АО «ВКиЭХ». Во вновь возводимых домах подготовка горячей воды осуществляется в ИТП.

Общая протяженность магистральных трубопроводов надземной и подземной прокладки, обслуживаемых АО «Татэнерго» составляет 142 648 м в однострубно́м исчислении. Уровень износа составляет порядка 58%.

На балансе предприятия АО «ВК и ЭХ» находятся 95 ЦТП и 560,06 км соединительных и внутриквартальных сетей тепловодоснабжения, в т.ч. сети ГВС 238,2 км. Уровень износа квартальных сетей отопления составляет 42%, а квартальных сетей ГВС – 67%.

Тепловые сети в г. Нижнекамск до ЦТП выполнены двухтрубной прокладкой. После ЦТП тепловые сети проложены четырехтрубной прокладкой.

Также, как и в других городах, необходимо отметить высокий уровень износа сетей ГВС, что также отмечается высокой повреждаемостью. В 2016г. данный показатель составил 2,44 повреждения на 1 п.км сетей ГВС. Несмотря на то, что значение данного показателя начиная с 2014г. снижается, величина данного показателя существенно выше по сравнению с Казанью и Набережными Челнами [105].

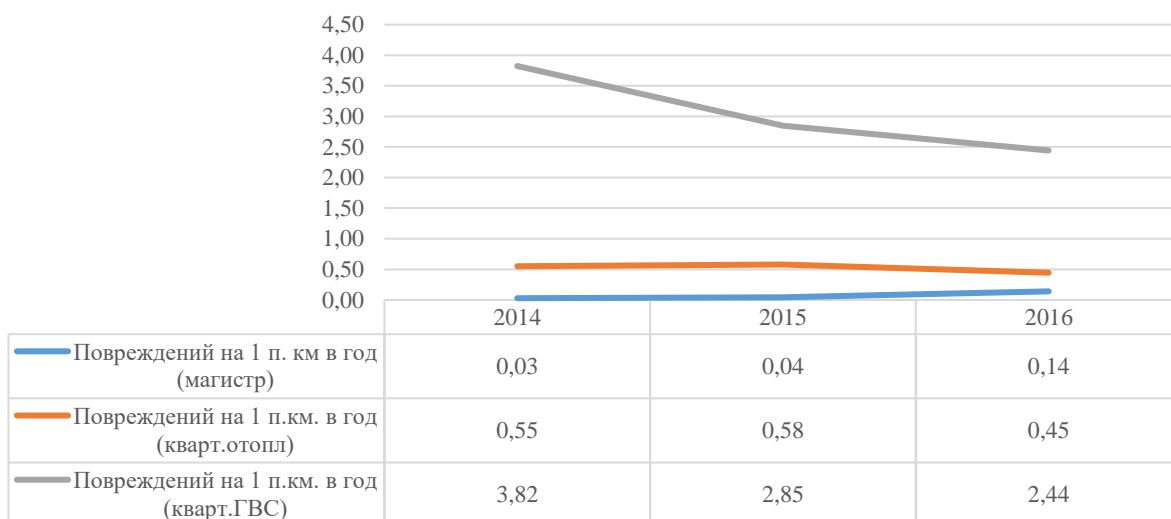


Рисунок 1.6 Динамика функциональных (эксплуатационных) отказов на тепловых сетях г. Нижнекамска на 1 п.км в год в период 2014-2016гг. по АО «Татэнерго» и ОАО «ВКиЭХ».

Как видно из приведенного анализа состояния тепловых сетей по городам Республики Татарстан в период до 2016г., основная проблема возникала в сетях ГВС.

Высокая повреждаемость сетей горячего водоснабжения, в свою очередь, приводит к постоянным затоплениям каналов централизованных сетей теплоснабжения, ускорению их внешней коррозии, высокому уровню тепловых потерь, утечек воды (Таблица 1.3.).

Таблица 1.3 Потери тепловой энергии за период с 2014г. по 2016г.

	2014	2015	2016
г. Казань			
КТС АО "Татэнерго"	17,0	21,1	15,9
АО "Казэнерго"	н/д	н/д	12,9
г. Набережные Челны			
НЧТС АО "Татэнерго"	15,9	14,6	14,9
г. Нижнекамск			
НКТС АО "Татэнерго"	11,0	13,2	10,2
АО "ВКиЭХ"	16,2	12,8	11,7

Основными причинами повреждений на Казанских тепловых сетях АО «Татэнерго» за отопительный период 2016-2017 года стала коррозия трубопроводов (как наружная, так и внутренняя), более 94% (Таблица 1.4.).

Таблица 1.4 Анализ повреждаемости в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Казанские тепловые сети в ОЗП 2015- 2016 годов

	Общее количество	Магистральные тепловоды	Квартальные сети отопления	Сети ГВС	Причины повреждения тепловых сетей			
					Коррозия (наружная, внутренняя)	Повреждения опорных конструкций	Дефекты компенсирующих устройств	Разрывы сварных соединений
в ед.	513	30	357	126	481	0	6	26
%	100	5,8	69,6	24,6	94	0	1	5

Коррозия является также основной причиной повреждений и для тепловых сетей других городов – Набережные Челны и Нижнекамск.

Техническое состояние сетей в крупных городах Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2017г. характерно практически для всех субъектов РФ с закрытой схемой приготовления горячей воды в настоящее время. Это связано, в первую очередь, с существенным недофинансированием отрасли.

В 2020 году инвестиции в основной капитал в сфере централизованного теплоснабжения по данным Росстат составили 100,07 млрд. руб., что составляет 0,9% от совокупных инвестиций в России. При этом, необходимо отметить, что на обеспечение работоспособности тепловых сетей было направлено всего 2% инвестиций (или 2,04 млрд. руб.) [12].

За период с 2012г. по 2020г. доля инвестиций в тепловые сети упала с 4,6% до 2%, в том числе за счет снижения инвестиций из бюджетных средств.

Снижение величины инвестиций в обеспечение работоспособности тепловых сетей ведет к аварийной замене отдельных узлов или участков тепловых сетей по «заплаточному принципу», выполняемой в короткие сроки, в большинстве случаев с нарушением технологий в результате различных факторов, в том числе в неблагоприятных погодных условиях. Это в свою очередь, приводит к неэффективному и бесполезному расходованию и без того ограниченных финансовых ресурсов [44].

Таким образом, в результате проведенного анализа можно выделить следующие проблемные вопросы в городах субъектов РФ с закрытой схемой теплоснабжения:

1. Текущее состояние тепловых сетей в регионах РФ крайне неудовлетворительно, несмотря на проводимые мероприятия по их модернизации и реконструкции.

2. Наиболее высокий возраст трубопроводов, как следствие высокий уровень повреждаемости, зафиксирован в регионах с закрытой схемой приготовления горячей воды, более 38 лет (при среднем сроке службы 25 лет).

3. Анализ состояния тепловых сетей и сетей ГВС в республике Татарстан показал, что наибольший уровень износа приходится на сети горячего водоснабжения (более 70%), в результате повреждений которых оказывается негативное влияние на квартальные сети отопления.

4. Основная причина повреждений трубопроводов согласно проведенному анализу на примере тепловых сетей городов республики Татарстан является коррозия.

Учитывая тот факт, что одной из основных проблем в системе транспортировки тепловой энергии является высокий уровень износа сетей горячего водоснабжения, низкий срок службы данных сетей, вопрос модернизации системы горячего водоснабжения является актуальным. В следующем разделе будет рассмотрены сущность и содержание перевода горячего водоснабжения вопрос возможных способов модернизации системы ГВС для городов с закрытой схемой горячего водоснабжения, в которых источником теплоснабжения являются ТЭЦ.

1.2. Особенности перехода на горячее водоснабжение от ИВВП

Согласно проведенному анализу в разделе 1.1. одной из основных проблем отрасли теплоснабжения в городах с закрытой схемой горячего водоснабжения является высокий износ сетей ГВС. В настоящее время остро встает вопрос выбора способа повышения надежности работы системы горячего водоснабжения в городах с закрытой схемой теплоснабжения.

Системы ГВС подразделяются на централизованную и нецентрализованную. Централизованная система горячего водоснабжения для закрытой схемы горячего водоснабжения - это комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для горячего водоснабжения без отбора горячей воды из тепловой сети с использованием центрального теплового пункта.

Нецентрализованная система горячего водоснабжения - сооружения и устройства, в том числе индивидуальные тепловые пункты, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно [102].

Можно выделить три принципиальных метода организации горячего водоснабжения:

1. Четырехтрубная система теплоснабжения и горячего водоснабжения от источников теплоснабжения до конечного потребителя (централизованная система горячего водоснабжения).

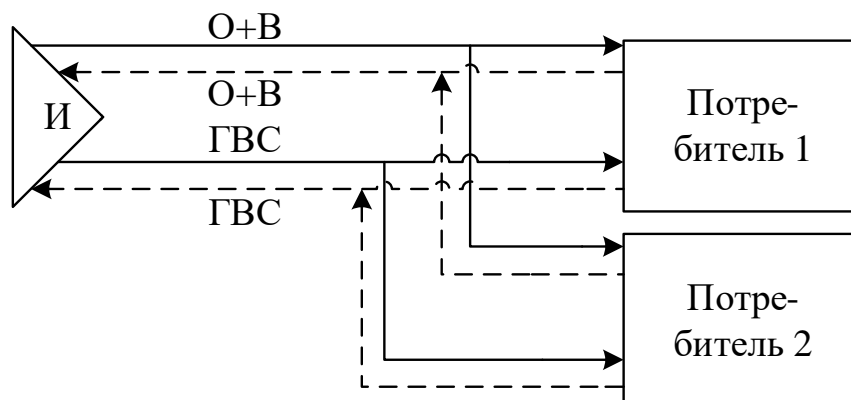


Рисунок 1.7. Схема четырехтрубной системы теплоснабжения, где: И – источник теплоснабжения, О – отопление, В – вентиляция, ГВС – горячая вода

Четырехтрубные системы теплоснабжения применяются при нагрузках до 58 МВт и при небольшом радиусе расположения потребителей. Источник теплоснабжения имеет две водонагревательные установки: одна - для подогрева воды системы отопления и вентиляции, другая - для подогрева воды системы горячего водоснабжения.

В четырехтрубных системах циркуляционный трубопровод ГВС обеспечивает циркуляцию горячей воды, тем самым предотвращается охлаждение воды в период пониженного водоразбора. Преимущество четырехтрубных систем состоит в том, что отпадает необходимость в дорогостоящих ЦТП.

Повышение надежности четырехтрубных систем требует двойного увеличения затрат в сооружение тепловых сетей. Эти затраты сопоставимы или даже превышают затраты на источник теплоснабжения. Поэтому четырехтрубные сети длительной протяженности от ТЭЦ и районных котельных не проектируются. Четырехтрубные тепловые сети проектируются небольшой протяженностью от небольших местных котельных [101].

2. Двухтрубная система теплоснабжения с прокладкой сетей до ЦТП, далее от ЦТП прокладываются четырехтрубные сети, как внутриквартальные и микрорайонные (централизованная система горячего водоснабжения).

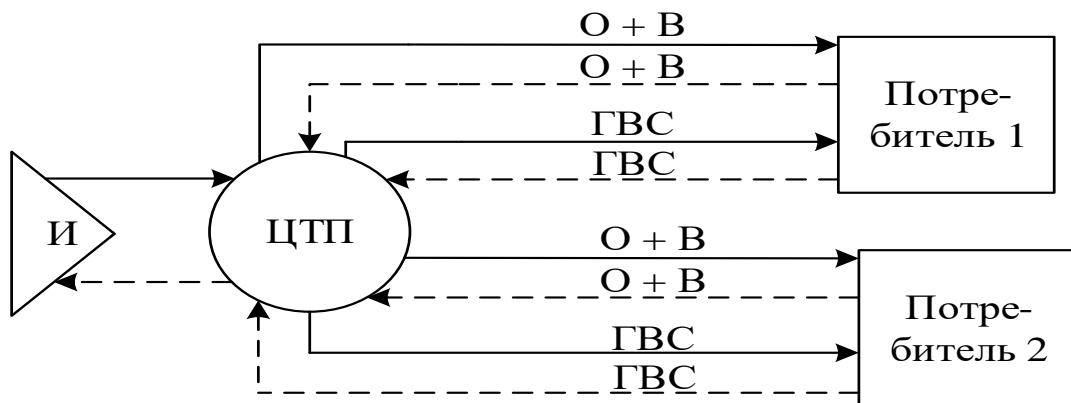


Рисунок 1.8. Схема двухтрубной системы теплоснабжения с ЦТП, где: И – источник теплоснабжения, О – отопление, В – вентиляция, ГВС – горячая вода

При закрытой системе теплоснабжения помимо тепловой сети от ЦТП прокладываются сети ГВС, которые используются для транспортировки «приготовленной» горячей воды в центральных тепловых пунктах до потребителя. Существующая схема «приготовления» горячей воды в большинстве регионов России предполагает подачу теплоносителя от ТЭЦ (центральной котельной), который по магистральным и квартальным теплотрассам поступает на центральный тепловой пункт.

Центральный тепловой пункт (ЦТП) - это тепловой пункт обслуживающий группу зданий, например, микрорайон, поселок городского типа, промышленное предприятие и т.д. Необходимость в ЦТП определяется индивидуально для каждого района на основании технических и экономических расчетов, как правило, возводят один центральный тепловой пункт для группы объектов с расходом теплоты 12-35 МВт [109].

Функция ЦТП - распределение теплоносителя по системам отопления и горячего водоснабжения (ГВС) обслуживаемых зданий, а также функции обеспечения безопасности, управления и учета. В тепловом пункте посредством теплообменных аппаратов, через которые проходит теплоноситель («греющая сторона»), происходит нагрев холодной воды до температуры не более 65-70⁰С (температура горячей воды на выходе из теплообменника должна обеспечивать температуру горячей воды у потребителя в пределах, регламентированных СанПиН 2.1.4.2496, с учетом снижения температуры горячей воды в тепловых сетях и стояках зданий). Далее горячая вода по централизованным сетям ГВС транспортируется до инженерных сетей объектов водопотребления [77].

3. Двухтрубная система теплоснабжения на отопление и горячее водоснабжение с установкой индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными подогревателями непосредственно у потребителей в целях приготовления горячей воды (нецентрализованная система горячего водоснабжения).

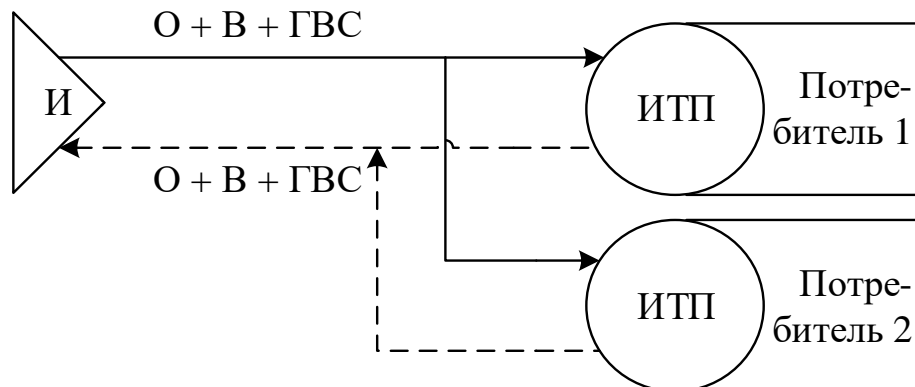


Рисунок 1.9. Схема двухтрубной системы теплоснабжения с ИТП, где: И – источник теплоснабжения, ИТП – индивидуальный тепловой пункт

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП) - комплекс устройств для присоединения теплопотребляющей установки к тепловой сети, преобразования параметров теплоносителя и распределения его по видам тепловой нагрузки для одного здания, строения или сооружения [84].

От источника теплоснабжения отходят два трубопровода. По подающему трубопроводу осуществляется подача теплоносителя в здание. С помощью второго обратного трубопровода в котельную (ТЭЦ) попадает уже охлажденный теплоноситель из системы. Индивидуальный тепловой пункт состоит из двух контуров: первый контур предназначен для подачи прямого теплоносителя (вода, пар), второй контур (замкнутый) предназначен для циркулирования нагретого теплоносителя.

ИТП расположен в обособленном помещении (как правило, в подвальном помещении), состоящий из элементов, обеспечивающих присоединение системы отопления и/или горячего водоснабжения к централизованной тепловой сети. При этом предполагается использование существующих трубопроводов тепловой сети, подходящих к каждому объекту, в качестве средства транспортирования теплоносителя на нужды отопления и для подогрева исходной водопроводной воды в устанавливаемых ИТП на нужды ГВС. Из ИТП горячая вода подается в существующие внутридомовые системы ГВС и/или отопления.

Индивидуальный тепловой пункт может быть установлен на объекте теплопотребления только на нужды ГВС, тогда он называется индивидуальный водо-водяной подогреватель горячего водоснабжения (ИВВП). Холодная вода, поступающая из водопроводной сети в ТП, нагревается в подогревателе (ИВВП ГВС) и поступает в циркуляционный контур системы ГВС многоквартирного дома. В циркуляционном контуре вода при помощи циркуляционных насосов горячего водоснабжения движется по контуру к потребителям, а потребители отбирают часть горячей воды из контура по мере необходимости потребления на бытовые нужды. При циркуляции по контуру, вода постепенно «отдает» своё теплосодержание в трубопроводах ГВС и полотенцесушителях, и для того, чтобы

поддерживать температуру воды на заданном уровне 60-75 °С, её постоянно подогревают в подогревателе ГВС.

Принципиальная схема ИТП с функциями приготовления ГВС (без отопления) представлена на рисунке 1.10.

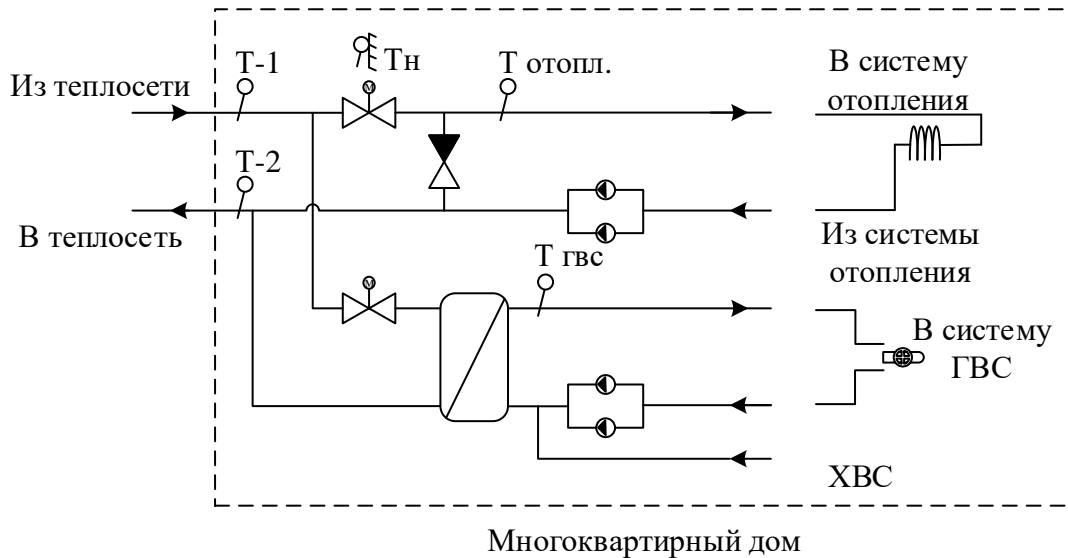


Рисунок 1.10. Принципиальная схема ИТП с ИВВП (зависимая схема по отоплению)

Система ИТП с ИВВП состоит из двух труб — теплоносителя и водоснабжения. В отличие от ЦТП, две трубы для горячего водоснабжения, в данном случае не нужны.

Данный фак является чрезвычайно важным моментом, так как отпадает необходимость прокладывать магистрали труб горячего водоснабжения и постоянно их ремонтировать.

Одним из основных элементов ИТП является теплообменник (или индивидуальный водо-водяной подогреватель), который принимает тепло, передает — переводит его на воду, которую насосы «разгоняют» по системе. Падение давления в системе или температуры фиксируют датчики, которые обеспечивают самоналадку всей системы. Потребителям нет необходимости сливать воду из крана, пока она станет горячей, как это обычно бывает в домах с централизованным горячим водоснабжением от ЦТП [23].

При переносе процесса приготовления горячей воды из зданий ЦТП в объекты потребителей достаточно установки автоматизированного узла приготовления горячей воды с применением водо-водяных теплообменных аппаратов и присоединения его к сети теплоснабжения здания по греющему контуру и к внутренней системе горячего водоснабжения по нагревательному контуру. Важным является автоматическое поддержание необходимой температуры горячей воды с использованием регулирующего клапана с электроприводом и электронным контроллером, установкой насоса на циркуляционной линии системы ГВС для поддержания гидравлического режима работы системы.

Повышение эффективности работы системы горячего водоснабжения, как наиболее проблемного участка в системе теплоснабжения в городах с закрытой системой ГВС, и качества поставляемой горячей воды потребителям возможно двумя путями:

- проведением капитального ремонта элементов действующей системы ГВС с применением лучших современных материалов и технологий;
- проведением реконструкции (модернизации) элементов системы или используемой городом системы ГВС - это «изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов» [98].

Любые выбранные способы ремонта, реконструкции и модернизации системы централизованного горячего водоснабжения должны быть направлены в первую очередь на улучшение показателей надежности, качества, энергетической и экономической эффективности объектов систем горячего водоснабжения.

Одним из способов повышения надежности системы горячего водоснабжения является проведение своевременного капитального ремонта существующих систем, а именно четырехтрубной системы теплоснабжения или двухтрубной системы с ЦТП. Капитальный ремонт включает в себя замену трубопроводов сетей

отопления и ГВС и ремонт центральных тепловых пунктов с системой деаэрации воды.

Как было отмечено в первом разделе, в России эксплуатируются крупнейшие в мире системы транспорта и распределения тепловой энергии более 168 тыс. км в двухтрубном исчислении с долей сетей ГВС более 20% от общей протяженности.

Для разработки программы капитального ремонта как системы теплоснабжения, так и системы горячего водоснабжения, необходимо понимать основные причины возникновения дефектов в трубопроводах.

На рисунке 1.11. представлены наиболее опасные дефекты и повреждения трубопроводов согласно проведенному исследованию Филипповым С.Ю., автором статьи «Диагностика трубопроводов пара и горячей воды без вывода из эксплуатации».

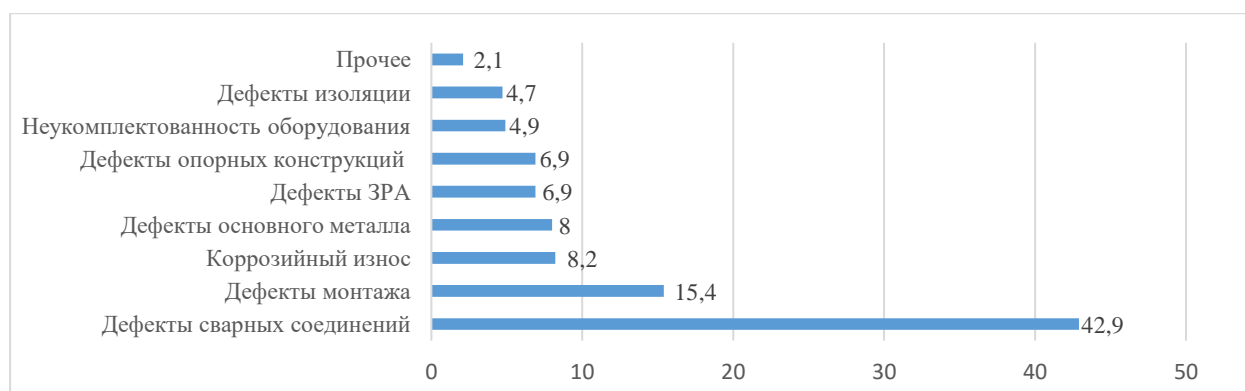


Рисунок 1.11 Процентное соотношение дефектов и повреждений трубопроводов пара и горячей воды

Автором отмечается, что наиболее значимыми дефектами трубопроводов горячей воды, требующих особого внимания, являются коррозионный износ, возникающий из-за высокой коррозионной активности среды ($pH < 8,3$ для закрытых систем теплоснабжения).

На повреждения по причине коррозионного износа приходится более 8%. Но практика показывает, что данный процент существенно выше, по Республике Татарстан повреждения трубопроводов по причине коррозии составляет более 90% [116].

При этом разные источники по-разному оценивают влияние коррозии на общее количество повреждений в теплосети.

Так, Яковлев Б.В. в своей работе «Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения» отметил, что изучение причин и динамики повреждаемости теплосетей в крупных городах за 30-летний период, а также обработка статистических данных о повреждаемости показали, что на 85-90% они происходят по причине наружной коррозии трубопроводов. После 10-15 лет эксплуатации теплосетей в неблагоприятных тепловлажных условиях аварийность резко возрастает и не всегда может сдерживаться на приемлемом уровне из-за ограниченности материально-технической базы предприятий тепловых сетей [73].

Шарапов В.И., Ямлеева Э.У. в своей книге «Технологии защиты сетевой и подпиточной воды от аэрации» также отмечают, что прочность и долговечность трубопроводов и оборудования систем теплоснабжения зависят от интенсивности коррозии. При этом отмечают, что в среднем 25% повреждений тепловых сетей обусловлено внутренней коррозией [120].

Согласно результатам обследования теплосети, проведенного Барабан-Ирмененом Ю.В. и Липовских В.М. в своей работе «Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей» [33], даже небольшое увлажнение теплоизоляции в месте образования свища ведет к дальнейшей интенсификации наружной коррозии на поверхности, значительно превышающей размер самого свища. При обнаружении такого повреждения трубопровода считалось, что оно произошло в результате действия наружной коррозии, поэтому роль внутренней коррозии была занижена.

Особенно от внутренней коррозии по сравнению с другими инженерными сооружениями (системами отопления, холодного водоснабжения и канализации) страдают системы централизованного горячего водоснабжения. Для систем горячего водоснабжения при закрытой схеме теплоснабжения от ЦТП и выполнении коммуникаций из стальных труб без антикоррозионных покрытий фактический срок службы не превышает 10 лет, а в отдельных случаях 2–3 года, при этом установленный и фактический сроки службы зданий оценивается в 50–

100 лет, а систем отопления, холодного водоснабжения и канализации в 20–25 лет. На теплоисточнике (ТЭЦ, котельная) вода как следует подготавливается в целях снижения ее агрессивности, в свою очередь вода для горячего водоснабжения используется обыкновенная водопроводная (как правило очень жесткая и не деаэрированная), которую теплоноситель греет в теплообменнике. Поэтому трубопроводы ГВС выходят из строя намного чаще. Фактический срок службы стальных сетей ГВС составляет не более 10 лет.

Анализ причин повреждения тепловых сетей на примере Казанских тепловых сетей, рассмотренные в первом разделе, подтвердил выводы, сделанные авторами о высокой степени влияния коррозии на состояние трубопроводов.

На основании проведенного анализа при организации повышения надежности системы ГВС путем проведения капитального ремонта системы централизованного горячего водоснабжения необходимо учитывать следующие особенности:

- особые требования к виду трубопроводов для горячего водоснабжения от ТЭЦ с температурным графиком тепловой сети выше 115⁰С;
- срок службы трубопроводов горячего водоснабжения не более 10 лет (с учетом повешенного температурного графика);
- повышенный уровень внутренней коррозии в сетях горячего водоснабжения в условиях действия СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»;
- высокие требования к деаэрации холодной воды при приготовлении горячей воды в центральных тепловых пунктах. Качество воды должно отвечать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам, предъявляемым к питьевой воде ГОСТ Р 51232-98. «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества».

Многие исследователи, анализируя способы повышения надежности и экономичности системы теплоснабжения, проводят научно-исследовательские работы в части своевременного выявления и снижения возникающих дефектов на тепловых сетях, а также в части применения технологически новых материалов для

защиты и повышения срока службы теплоснабжающего оборудования при проведении текущих и капитальных ремонтов.

Так в 2006г. Родичев Л.В. в своей докторской диссертации на тему «Методы и средства повышения эффективности транспорта тепловой энергии» разработал технические предложения и мероприятия по повышению надежности и эффективности теплопроводов от источника до потребителя, в том числе разработал методику выявления дефектов трубопроводов различного класса с помощью современных способов дефектоскопии, разработка методики прогнозирования работоспособности и диагностики технического состояния сварных стыков теплопроводов, разработка ультразвукового и зеркально-теневого методов контроля трубопроводов с использованием изгибных волн ЛЭМБА и другие методы повышения эффективности [127].

Ряд ученых в своих научно-исследовательских работах делают упор на применение новых современных технологий в производстве трубопроводов, тепловой изоляции, тепловых пунктов.

Научные исследования Ротова П.В., Панфилова В.И., Закировой И.А. и др. ученых направлены на совершенствование существующей системы теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Панфилов В.И. в своей кандидатской диссертации отмечает целесообразность и эффективность присоединения к тепловым сетям от ЦТП через автоматизированный тепловой пункт, разработал рекомендации по выбору оптимальных схем тепловых пунктов, обеспечивающих стабильный режим тепловых сетей с целью повышения гидравлической устойчивости и надежности системы теплоснабжения в целом [70].

Научная работа Закировой И.А. направлена на постановку, структурирование и решение комплексных задач повышения эффективности работы энерготехнологического комплекса путем снижения тепловых потерь через применение новых видов теплоизоляции с нанесением на покровный слой тонкопленочного покрытия, изготовленного на основе каучука синтетического этилпропилендиенового [47].

Многие авторы делают упор на применение трубопроводов из полимерных материалов. К полимерным пластиковым системам труб относят следующие виды трубопроводов: металлопластиковые; полипропиленовые; полиэтиленовые; поливинилхлоридные; полибутиленовые. Между тем, данная точка зрения является спорной, так как применение труб из полиэтиленовых материалов не подходит для горячего водоснабжения с высокой температурой подачи теплоносителя от источника теплоснабжения, особенно в условиях поставки тепла от ТЭЦ.

При температуре теплоносителя свыше 100°C и выше полимерные трубопроводы поддаются деформации. При изгибе трубы методом нагрева, ее внутренний диаметр становится меньше, уменьшая пропускную способность водопровода, а толщина стенки с внешней стороны изгиба будет значительно меньше [1].

Поскольку весь водопровод работает под давлением, то существует возможность порчи нагретого трубопровода под его воздействием. Даже деформации трубопроводов для пользователей крайне нежелательны. Поэтому производитель устанавливает ограничение по использованию полипропиленовых труб для горячего водоснабжения. Температура теплоносителя не должна быть более 95°C .

Учитывая, что в среднем температурный график тепловой сети от ТЭЦ $130/65^{\circ}\text{C}$ со срезкой $115/65^{\circ}\text{C}$ применение полипропиленовых труб рискованно.

Следовательно, при проведении текущего или капитального ремонта посредством установки полимерных труб невозможно достичь главного результата – достижения надежности транспортировки тепловой энергии и сокращения расходов организации в части содержания центральных тепловых пунктов и сетей ГВС.

Немаловажным является вопрос экономической эффективности проведения капитального ремонта системы горячего водоснабжения в условиях температурных ограничений, требований СанПин по качеству поставляемой воды, а также большую протяженность квартальных сетей ГВС и их высокий износ и износ ЦТП. Только по городу Казани, где проводилась оценка капитального

ремонта системы горячего водоснабжения с протяженностью сетей в 264 км и наличии 123 ЦТП, затраты составили бы более 5 млрд. руб. с ежемесячным обслуживанием в размере порядка 300 млн. руб. (4% в тарифе на тепловую энергию).

При этом необходимо отметить, что основная проблематика была бы не решена из-за низкого срока службы стальных сетей ГВС (10 лет) из-за высокого уровня внутренней коррозии, которая привела бы к необходимости регулярного текущего и капитального ремонта, в том числе сетей отопления.

Для предупреждения внутренней коррозии необходимо ликвидировать, все места подсоса воздуха, для чего следует поддерживать в трубопроводах избыточное давление не менее 0,05 МПа и производить подпитку только деаэрированной водой. За водным режимом тепловых сетей необходимо вести тщательный контроль, для чего не реже 1 раза в неделю производить анализ проб воды из подающего и обратного трубопроводов [120].

При проведении капитального ремонта существующей схемы теплоснабжения, в том числе в части «приготовления» ГВС, без применения современных подходов, возникнут существенные затраты, которые необходимо будет изыскать теплоснабжающей организации в условиях ограниченного финансирования либо учесть эти затраты в тарифе, исключив при этом немаловажные мероприятия по поддержанию в надлежащем состоянии магистральных трубопроводов.

Одним из способов повышения эффективности теплоснабжения является модернизация системы ГВС путем вывода из эксплуатации ЦТП и сетей ГВС и переноса функций «приготовления» горячей воды к потребителю посредством установки индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными подогревателями в многоквартирных домах.

Строительство в последние годы домов новых серий с подвальными помещениями и производство бесшумных центробежных насосов способствует переходу во многих случаях к проектированию ИТП и повышению надежности горячего водоснабжения.

При этом, для переноса приготовления горячего водоснабжения к потребителю достаточно использовать только индивидуальный водо-водяной подогреватель с современной автоматической регулировкой параметров [9].

В рамках модернизации системы ГВС посредством установки индивидуальных водо-водяных подогревателей в многоквартирных домах предполагается не только ликвидация централизованных тепловых пунктов, но и ликвидация сетей горячего водоснабжения, что позволит значительно снизить годовые затраты теплоснабжающей организации на их техническую эксплуатацию.

Ожидаемыми преимуществами данного способа реализации системы горячего водоснабжения в городах с закрытой системой ГВС являются:

- сокращение единовременных инвестиций на реконструкцию системы ГВС в 2,8 раза;
- исключение ежегодных затрат на содержание сетей ГВС и ЦТП (порядка 4% от необходимой валовой выручки теплоснабжающей организации);
- снижение потерь тепловой энергии как в сетях ГВС, так и в сетях отопления;
- повышение качества горячей воды за счет стабилизации температуры нагрева холодной воды в соответствии с принятыми нормами, а также сокращение сроков отключения горячей воды;
- сокращение потребления тепловой энергии объектами теплопотребления [2].

Необходимо провести исследование влияния данного способа модернизации системы горячего водоснабжения на систему теплоснабжения города с закрытой схемой горячего водоснабжения в целом и подтверждение заявленных преимуществ, а именно оценить влияние на: технико-экономические показатели работы источников тепловой энергии, теплосетевого хозяйства, на изменение качества и количества потребления горячей воды потребителями в многоквартирных домах.

Большое внимание данному вопросу уделяется научным и профессиональным сообществом при переводе открытой системы теплоснабжения на закрытие схемы горячего водоснабжения особенно в рамках действия Федерального закона от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные

акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении», который обязывает до 2022года перевести все открытые системы теплоснабжения на закрытые. Рядом специалистов проводился анализ возможных способов закрытия системы горячего водоснабжения, где наибольшее предпочтение отдавалось установке АИТП [111].

Так, в своей статье «Выбор критериев для анализа вариантов перевода на закрытую схему ГВС существующих систем теплоснабжения» Газизов Ф.Н. предложил критерии, по которым можно оценить разные способы перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую [16].

В своей диссертации на тему «Исследование эффективности использования тепловой энергии промышленными и бытовыми потребителями с внедрением ИТП» Глухов С.В. рассматривает вопрос эффективности установки ИТП вместо ЦТП при условии внедрения автоматизированных регуляторов вместо элеваторной схемы [10].

Звонарева Ю.Н. в своей научной работе рассмотрела влияние поэтапного внедрения АИТП на гидравлическую устойчивость и эффективность систем теплоснабжения. Посредством программного и методического обеспечения была проведена оценка повышения эффективности системы централизованного теплоснабжения в результате поэтапной установки АИТП.

В кандидатской диссертации Звонарева Ю.Н. доказала зависимость эффективности системы, ее гидравлической устойчивости, от процента оснащённости потребителей АИТП. Высокая степень гидравлической устойчивости (при значении коэффициента гидравлической устойчивости более 0,86) отмечается при уровне оснащения АИТП до 30% и свыше 75%. Это говорит о том, что при принятии решения о модернизации системы ГВС путем ликвидации ЦТП и сетей ГВС и установкой АИТП в целях повышения энергоэффективности необходимо проводить данную модернизацию в целом по муниципальному образованию [129].

Необходимо отметить, что авторы, рассматривая вопрос внедрения индивидуальных тепловых пунктов, отмечают, что основной экономический

эффект возникает в результате установки автоматических узлов погодного регулирования на отопление, проводят оценку технического влияния на энергетическую систему городов с открытой системой теплоснабжения. Это безусловно, является важным для комплексного подхода перехода на ИТП.

При этом, для перевода системы горячего водоснабжения от индивидуальных тепловых пунктов достаточно установки автоматизированного узла приготовления горячей воды с применением водо-водяных теплообменных аппаратов, что существенно удешевляет программу модернизации. Именно по такому пути был осуществлен переход на горячее водоснабжение от индивидуальных тепловых пунктов в г. Казани.

Таким образом, можно выделить следующие особенности перевода системы горячего водоснабжения от индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными подогревателями в городах с закрытой схемой водоснабжения:

- перенос функции приготовления горячей воды непосредственно к потребителю подразумевает установку индивидуальных водо-водяных подогревателей непосредственно в здании потребителей горячей воды с последующей ликвидацией сетей ГВС и центральных тепловых пунктов;
- для перевода системы достаточно установки автоматизированного узла приготовления горячей воды с применением водо-водяных теплообменных аппаратов (ИВВП);
- реконструкция (модернизация) существующих систем горячего водоснабжения в городах с закрытой схемой ГВС экономически эффективнее по сравнению с проведением капитального ремонта за счет снижения единовременных инвестиций и сокращения затрат на ежегодное обслуживание;
- не допускается повторное возникновение проблем в части высокого уровня износа сетей ГВС и ЦТП за счет их ликвидации.

Несмотря на начало распространения практики модернизации системы ГВС путем ликвидации ЦТП и сетей ГВС и установкой АИТП, существует широкое, но на данный момент недостаточно глубоко исследовано знание предмета по

эффективности ИТП специалистами в данной области. Разнятся данные по получаемым эффектам от источников теплоснабжения до потребителей тепловой энергии. В следующем параграфе будут определены показатели работы элементов системы теплоснабжения города, на основе которых будет проведена оценка влияния перевода населенных пунктов на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей.

В целях нивелирования влияния динамики потребления тепловой энергии на отопление на результаты расчета эффективности переноса функции приготовления горячей воды к потребителю посредством установки ИВВП, анализ будет проводиться за межотопительный период.

1.3. Критерии оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения городов

В целях оценки влияния модернизации системы горячего водоснабжения необходимо определить ключевые показатели.

Объектом исследования является система теплоснабжения города с закрытой схемой горячего водоснабжения с комбинированной выработкой электрической энергии.

Энергетическая система - это совокупность источников электро- и теплоснабжения (электрические станции, котельные и пр. источники), электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом, а также обеспечение потребителей энергией. [100]

Согласно правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, основным технологическим звеном энергопроизводства является энергосистема, представляющая собой совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативно-диспетчерское управление. [102]



Рисунок 1.12. Схема энергетической системы города¹

Ключевыми словами в определении энергосистемы является «связанные между собой общностью режимов» основные компоненты системы. Изменение параметров работы одного компонента безусловно ведет к изменению параметров работы другого элемента системы.

Наиболее остро вопросы повышения эффективности стоят для городских систем теплоснабжения, являющиеся самыми сложными и дорогостоящими в сфере ЖКХ. В квитанциях, выставляемых жильцам многоквартирных домов, доля платежа за тепловые ресурсы составляет более 40%.

Можно выделить следующие элементы системы теплоснабжения города: источник теплоснабжения (ТЭЦ, котельные); тепловые сети; объекты потребления тепловой энергии (в том числе, многоквартирные дома).

Необходимо выработать целевые показатели, по которым будет проводиться оценка влияния перевода системы ГВС от ИТП с ИВВП, для каждого элемента системы теплоснабжения города.

Нормативно-правовыми актами, такими как Энергетическая стратегия РФ, постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154

¹ <https://en.ppt-online.org>

"О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 N 212, ФЗ от 07.12.2011 N 416-ФЗ "О водоснабжении и водоотведении", а также приказ Минстроя России от 04.04.2014 N 162/пр "Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей" утверждены для обязательного отражения в схемах теплоснабжения основные эксплуатационные, функциональные и технико-экономические показатели функционирования источника комбинированной выработки, котельных, тепловых сетей и сооружений на них для поселений, городских округов, городов федерального значения.

Описание надежности теплоснабжения должно содержать информацию, включая описание показателей, характеризующих надежность теплоснабжения:

1. Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:
 - в отопительный период, 1/км/оп
 - в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год
2. Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:
 - в отопительный период, 1/км/оп
 - в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год
3. Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год
4. Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год

Технико-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации согласно приложение N 19 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения следующие:

- отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более;

- покупная тепловая энергия;
- расход тепловой энергии на хозяйственные нужды;
- отпуск тепловой энергии из тепловых сетей;
- потери тепловой энергии в сети (нормативные);
- отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск);
- операционные (подконтрольные) расходы;
- неподконтрольные расходы;
- расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя;
- прибыль;
- необходимая валовая выручка.

К показателям надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения относятся:

1. показатели качества воды;
2. показатели надежности и бесперебойности водоснабжения и водоотведения;
3. показатели эффективности использования ресурсов, в том числе уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды);
4. иные показатели, установленные федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере жилищно-коммунального хозяйства.

Отраженный в законодательных актах перечень эксплуатационных, функциональных и технико-экономических показателей далеко не окончательный. В технической литературе представлен широкий перечень технико-экономических показателей, которые должны контролировать энергетические компании. При этом в целях оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными показателями в работе будут использоваться следующие показатели, наиболее зависимые от данного процесса:

1. Техничко-экономические показатели для источников теплоснабжения:
 - отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал / год;
 - удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии, кг у.т./ Гкал;
 - суточные колебания расхода теплоносителя, т/час.
2. Техничко-экономические показатели для тепловых сетей:
 - потери тепловой энергии и теплоносителя, Гкал;
 - уровень повреждаемости в тепловых сетях (по видам сете), 1/км/год;
 - уровень ежегодной замены тепловых сетей, %;
 - удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя и сетей воды, кВтч/Гкал;
 - показатели надежности тепловых сетей (интенсивность отказа, вероятность безотказной работы, вероятность отказа).
3. Показатели эффективности для потребителей многоквартирных домов:
 - удельный расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения по 1 многоквартирному дому на 1 квадратный метр, Гкал/м²;
 - количество дней отключения горячей воды в год.

Таким образом, в результате анализа существующих эксплуатационных, функциональных и технико-экономических показателей работы системы теплоснабжения города определены основные критерии оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения с центральных тепловых пунктов на индивидуальные тепловые пункты с индивидуальными водо-водяными подогревателями непосредственно на работу данной системы теплоснабжения.

В следующей главе диссертационной работы будет проведен непосредственный расчет данных показателей до и после осуществления модернизации системы горячего водоснабжения на примере зоны действия единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» (ЕТО-1) города Казани.

Выводы по главе 1.

1. Текущее состояние тепловых сетей в регионах РФ крайне неудовлетворительно, несмотря на проводимые мероприятия по их модернизации и реконструкции.

2. Наиболее высокий возраст трубопроводов, как следствие высокий уровень повреждаемости, зафиксирован в регионах с закрытой схемой приготовления горячей воды, более 38 лет (при среднем сроке службы 25 лет).

3. Анализ состояния тепловых сетей и сетей ГВС по республике Татарстан показал, что наибольший уровень износа приходится на сети горячего водоснабжения (более 70%), в результате повреждений которых оказывается негативное влияние на квартальные сети отопления.

4. Основной причиной повреждений трубопроводов является коррозия.

5. Одним из способов повышения надежности системы горячего водоснабжения является перевод населенных пунктов с закрытой схемой горячего водоснабжения на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей с последующей ликвидацией сетей ГВС и центральных тепловых пунктов.

6. Для переноса функции приготовления горячей воды непосредственно к потребителю достаточно установки индивидуальных водо-водяных подогревателей непосредственно в здании потребителей горячей воды.

7. Данный способ модернизации существующих систем горячего водоснабжения экономически эффективнее по сравнению с проведением капитального ремонта за счет снижения единовременных инвестиций и сокращения затрат на ежегодное обслуживание.

8. Определены основные показатели оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения с центральных тепловых пунктов на индивидуальные тепловые пункты с индивидуальными водо-водяными подогревателями непосредственно на работу системы теплоснабжения.

9. В целях нивелирования влияния динамики потребления тепловой энергии на отопление на результаты, анализ перехода на горячее водоснабжение от ИВВП будет проводиться за межотопительный период.

10. Оценка влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения проводится для городов с закрытой схемой горячего водоснабжения с комбинированной выработкой электрической энергии.

2 ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КАЗАНИ

В предыдущей главе было отмечено, что одним из эффективных способов снижения тепловых потерь и повышения эффективности теплоснабжения является модернизация системы горячего водоснабжения, в том числе путем вывода из эксплуатации ЦТП и сетей ГВС и переноса функций «приготовления» горячей воды к потребителю посредством установки автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными подогревателями в многоквартирных домах.

В настоящей главе необходимо доказать энергетический и экономический эффект на примере системы теплоснабжения г. Казани путем проведения соответствующих расчетов, сопоставить полученные результаты расчетов технико-экономических показателей работы элементов системы теплоснабжения до и после модернизации системы ГВС, определенных в первой главе, оценить целесообразность модернизации систем горячего водоснабжения.

Согласно схеме теплоснабжения функциональная структура централизованного теплоснабжения города Казани представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее передача до потребителя. Функциональная структура организации системы теплоснабжения г. Казани представлена на рисунке 2.1.

В настоящее время в Казани функционируют три независимые системы теплоснабжения.

1. Система централизованного теплоснабжения от источников АО «Татэнерго»: Казанские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, районные котельные «Савиново», «Азино», «Горки», а также от Казанской ТЭЦ-3 (филиала ОАО «ТГК-16»). Эти источники объединены тепловыми сетями, принадлежащими филиалу АО «Татэнерго» Казанские тепловые сети (КТС), по которым осуществляется теплоснабжение практически всей территории Северной части города (Московский, Авиастроительный, Ново-

Савиновский району) и большей части Южной части (Вахитовский, Советский, Приволжский районы).

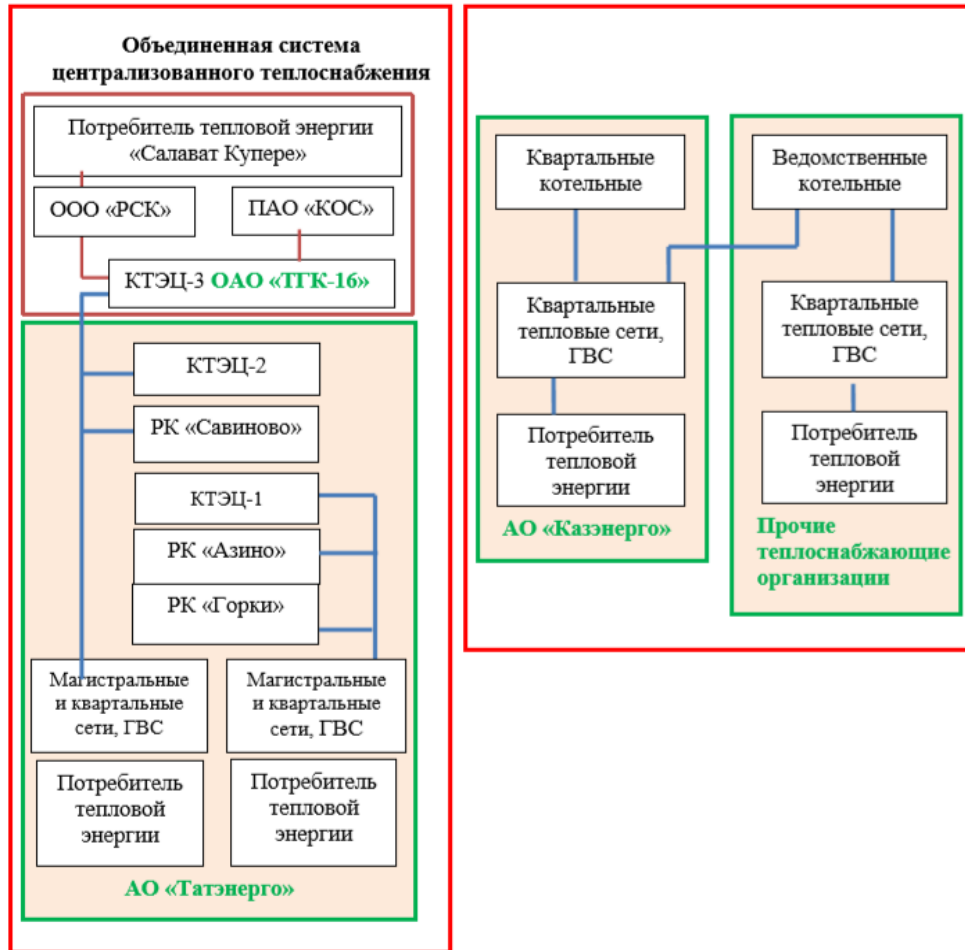


Рисунок 2.1. Функциональная структура организации теплоснабжения г. Казани

2. Система теплоснабжения от котельных АО «Казэнерго» охватывает также всю территорию города, большей частью Южную, где отсутствуют тепловые мощности вышеуказанных источников.

3. Системы теплоснабжения от котельных промпредприятий и ведомственных котельных охватывают точно отдельные или группы жилых домов и объекты соцкультбыта и составляет малую часть в тепловом балансе города.

В качестве объекта исследования выберем систему теплоснабжения от источников АО «Татэнерго» по г. Казани (ЕТО-1).

До 2018 года в г. Казани обеспечение населения горячим водоснабжением происходило от ЦТП на 1122 объекта через сети горячего водоснабжения протяженностью 244 п. км. Химическая подготовка воды в ЦТП не предусмотрена. От источника теплоснабжения в тепловые сети Казанских тепловых сетей подается горячая вода по температурному графику 130/65°C со срезкой 115/65°C [107].

Данная схема «приготовления» горячей воды характерна для большинства регионов России.

Целью данной главы является оценка влияния реализации данной программы на систему теплоснабжения, а именно: тепловые сети; потребители; источники теплоснабжения на примере г. Казани.

2.1 Влияние на надежность теплоснабжения в тепловых сетях

Изменение потерь тепловой энергии после перехода на ИТП происходит за счет изменения потерь в сетях ГВС после их ликвидации, а также в тепловых сетях отопления с учетом круглогодичного использования.

Определение нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя проведем на примере тепловых сетей квартал ЦТП-Лукина 16 тепловод №10. Схема ЦТП-Лукина 16 г. Казани представлена в Приложении 3.

Тепловая сеть квартала ЦТП-Лукина 16 запитана от КТЭЦ-2 и магистрального тепलोвода №10. Используемый теплоноситель - «вода». Общие характеристики системы транспорта и распределения тепловой энергии по выбранному участку представлены в приложении 3.

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды для квартальных тепловых сетей представлены в приложении 3.

1. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителей в тепловых сетях квартала ЦТП-Лукина 16.

Расчет производим в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523(3) -2003, а также приказа Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок [79].

Расчет нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с утечкой согласно утвержденной методики на примере участка ЦТП – ТК-1 в схеме тепловых сетей ЦТП-Лукина 16 представлен в таблице 2.2 на основании исходных данных для расчета в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Исходная информация по трубопроводам на участке ЦТП-ТК-1 в схеме тепловых сетей ЦТП-Лукина

Наименование участка	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³		Среднегодовой объем трубопроводов, V _{год} , м ³
	отопительный период	летний период	
ЦТП-ТК-1	1,06	0,46	0,84
Сети отопления	0,60	0	0,38
Сети ГВС	0,46	0,46	0,46

Таблица 2.2 Нормативные потери теплоносителя с его нормируемой утечкой

Наименование участка	Годовая нормируемая утечка теплоносителя G _{ут.н} , м ³
ЦТП-ТК-1	17,8
Сети отопления	8,1
Сети ГВС	9,7

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5 кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей по выбранному участку представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Затраты теплоносителя на заполнения по тепловым сетям ЦТП – Лукина 16

Наименование участка	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	Коэффициент на ввод в эксплуатацию	Затраты теплоносителя на заполнение G _{зап} , м ³
ЦТП-ТК-1	1,06	1,5	1,59
Сети отопления	0,60	1,5	0,90
Сети ГВС	0,46	1,5	0,69

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального

функционирования тепловых сетей и оборудования – отсутствуют, соответственно затраты теплоносителя равны 0.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов. План проведения эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ, утвержденный руководителем теплосетевой организации включен в состав обосновывающих нормативы материалов. Расчет представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Расчет затрат теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ

Наименование участка	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	Коэффициент экспл. испыт.	Затраты теплоносителя на заполнение $G_{исп}$, м ³
ЦТП-ТК-1	1,06	0,5	0,53
Сети отопления	0,60	0,5	0,30
Сети ГВС	0,46	0,5	0,23

Итоговые данные по нормируемым технологическим затратам теплоносителя по участку ЦТП-ТК-1 приведены в таблице 2.5.

В целом нормируемые эксплуатационные потери теплоносителя по участку тепловых сетей квартала ЦТП-Лукина 16 составили 438,13 м³(434,91 тн), в том числе по сетям отопления – 248,11 м³ (246,29 тн), по сетям ГВС – 190,0 м³(188 тн). Расчет представлен в Приложении 3.

Таблица 2.5 Нормируемые технологические затраты теплоносителя по участку тепловых сетей по ЦТП -Лукина 16

Наименование участка	$G_{ут.н}, \text{ м}^3$	$G_{зап}, \text{ м}^3$	$G_{а.п'}, \text{ м}^3$	$G_{исп}, \text{ м}^3$	Всего
ЦТП-ТК-1	17,8	1,59	0	0,53	19,92
Сети отопления	8,1	0,90	0	0,30	9,3
Сети ГВС	9,7	0,69	0	0,23	10,61

При изменении схемы приготовления горячей воды путем установки ИТП в МКД изменится схема подачи теплоносителя, а именно: в летний период будут задействованы сети отопления, которые ранее в летний период не эксплуатировались.

Следовательно, при расчете величины потерь теплоносителя необходимо учесть возникновение нормативных эксплуатационных потерь теплоносителя в сетях отопления в летний период, которые по заданному примеру составят $81,79 \text{ м}^3$ (или увеличение потерь теплоносителя на 37%).

2. Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - "вода".

Расчет производим в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523(3) -2003.

Расчет проведем в несколько этапов:

- расчет потерь тепловой энергии, обусловленных утечками теплоносителя;
- нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из приборов автоматического регулирования и защиты;
- нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов;
- затраты тепловой энергии при запланированном проведении эксплуатационных испытаний и других регламентных работ;
- расчет потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции.

Итоговые данные по нормативным технологическим затратам тепловой энергии по выбранному участку приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Нормативные технологические затраты тепловой энергии по участку тепловых сетей по ЦТП-Лукина 16

Наименование участка	$Q_{ут.н}$, Гкал	$Q_{зан}$, Гкал	$Q_{а.н.}$, Гкал	$Q_{исп}$, Гкал	Всего
ЦТП-ТК-1	1,04	0,09	0	0,04	1,17
Сети отопления	0,52	0,05	0	0,02	0,59
Сети ГВС	0,52	0,04	0	0,02	0,58

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь определяется в соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523(3) -2003.

На примере участка ЦТП-ТК-1 (тепловых сетей ЦТП-Лукина 16) определим нормативные эксплуатационные потери через изоляционные конструкции на расчетный период, исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети.

В соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523(3)-2003 значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования. Примем тепловую изоляцию тепловых сетей КТС, выполненную в соответствии с нормами проектирования.

Применение тех или иных норм тепловых потерь определяется в зависимости от времени проектирования (строительства) тепловых сетей: с 1959 г. по 1990 г. применяются нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 г. по 1990 г., приведенные в

Приложении 1 к Методическим указаниям; с 1990 г. - нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1990 г. по 1998 г., приведенные в Приложении 2; с 1998 г. - нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными с 1998 г., приведенные в Приложении 3.

Результаты полученных расчетов представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 Расчет тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов подземной прокладки (на примере участка ЦТП – ТК-1 квартала ЦТП – Лукина 16)

Наименование узлов участка	Назначение трубопровода	Тип прокладки труб-да	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Наружный диаметр труб-да, м		Расчетная длина труб-дов, м		Нормативные ср-г. удельные тепловые потери, ккал/(м*ч)	
				под.	обр.	под.	обр.	под.	обр.
ЦТП - Лукина, 16									
ЦТП - ТК 1	Сети отопления	канальная	2000	0,219	0,219	8,0	8,0	54,3	
ЦТП - ТК 1	Сети ГВС	канальная	2000	0,219	0,159	8,0	8,0	48,0	

Продолжение таблицы № 2.7

Наименование узлов участка	Часовые тепловые потери, опр. по нормам ккал/ч		поправочные коэффициенты	по рез-там тепловых испытаний		технического состояния изоляции		Ср-г. нормир. потери, тыс. ккал/ч		нормир. потери суммарн. Гкал/год
	под.	обр.		под.	обр.	под.	обр.	под.	обр.	
ЦТП - Лукина, 16										
ЦТП - ТК 1	499,56		1,15	1,00		1,0		499,56	0,00	4,2083
ЦТП - ТК 1	441,6		1,15	1,20		1,0		529,92	0,00	4,4640

В конечном итоге общая величина нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя на примере участка

тепловой сети ЦТП-ТК-1 квартала ЦТП-Лукина 16 составила 9,84 Гкал в год (Таблица 2.8.).

Таблица 2.8. Итоговая величина нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Наименование участка	$Q_{ут.н}$, Гкал	$Q_{зап}$, Гкал	$Q_{а.н.}$, Гкал	$Q_{исп}$, Гкал	$Q_{из.н.год}$, Гкал	Всего
ЦТП-ТК-1	1,04	0,09	0	0,04	8,67	9,84
Сети отопления	0,52	0,05	0	0,02	4,21	4,80
Сети ГВС	0,52	0,04	0	0,02	4,46	5,04

Значение суммарных среднегодовых тепловых потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям участка ЦТП-ТК-1 квартала ЦТП-Лукина 16 по теплоносителю «вода» составляет 9,84 Гкал.

Аналогично произведен расчет по остальным участкам тепловой сети ЦТП-Лукина 16 филиала АО «Татэнерго» Казанские тепловые сети, где определение нормативных эксплуатационных технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя для всех участков сетей производится на основе сведений о конструктивных особенностях теплопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплового потока).

С учетом эксплуатации сетей отопления в летний период в результате вывода сетей ГВС нормативные эксплуатационные потери тепловой энергии в результате утечки теплоносителя в сетях отопления в летний период по заданному примеру составят 7 Гкал (или увеличение потерь тепловой энергии на 57%).

В целом по тепловым сетям ЦТП – Лукина 16 нормируемые эксплуатационные потери составили:

- теплоносителя – 434,91 тонн/ год, в том числе в сетях ГВС – 188,6тонн/год;

– тепловой энергии – 322,01 Гкал / год, в том числе в сетях ГВС – 149,58Гкал/год.

По всем сетям ГВС (244 п. км) от 105 ЦТП нормируемые эксплуатационные потери тепловой энергии составили 121,7 тыс. Гкал. Расчет производился посредством программного комплекса Ратен-325 «Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», имеющего соответствующую сертификацию (серия 77/001 № 003 код ПР от 26 марта 2015 года).

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод, что не зависимо от состояния трубопроводов ГВС предприятие ежегодно несет затраты на нормативные эксплуатационные технологические потери тепловой энергии и теплоносителя. Данные затраты в обязательном порядке включаются в тариф на тепловую энергию.

При этом необходимо учесть, что фактические технологические потери тепловой энергии и теплоносителя могут в значительной степени превышать их нормативные значения в результате высокого износа сетей. Возникновение данных потерь возможно в результате порывов тепловых сетей ГВС с соответствующей утечкой теплоносителя, повышением внешней коррозией тепловых сетей отопления в результате порывов сетей ГВС.

За 2016 год фактические потери теплоносителя в сетях ГВС, присоединенных к 105 ЦТП составили 398 тыс. тонн.

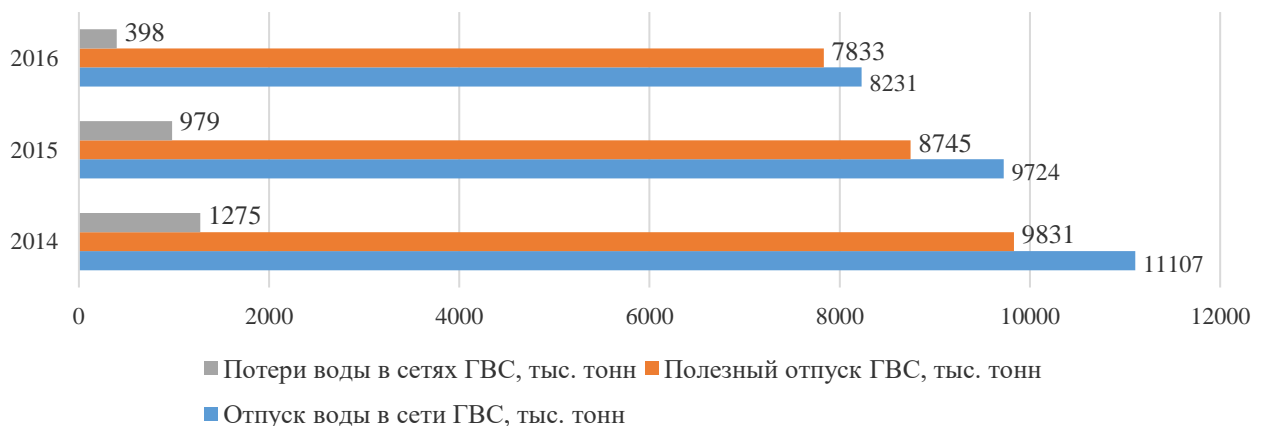


Рисунок 2.2. Динамика показателей системы ГВС

Несмотря на существенное снижение утечки теплоносителя в результате вывода в 2015 году из эксплуатации 21 ЦТП, а также проведение капитального ремонта квартальных сетей ГВС, величина утечки значительна.

Оценивая энергосберегающий эффект при ликвидации сетей ГВС и ЦТП, необходимо учесть, что при переносе функции приготовления горячей воды с ЦТП на ИТП в МКД возникнут дополнительные потери тепловой энергии в сетях отопления в связи с тем, что сети отопления будут эксплуатироваться и в летний период в целях поставки теплоносителя на подогрев ГВС в многоквартирном доме. Расчетная величина роста потерь тепловой энергии в сетях отопления АО «Татэнерго» по г. Казани составит 66,2 тыс. Гкал. Расчет был проведен по аналогии с расчетом, проведенном на примере участка тепловых сетей ЦТП-ТК-1 (квартала ЦТП – Лукина 16) посредством программного комплекса Ратен-325.

С учетом роста потерь тепловой энергии в сетях отопления расчетный энергосберегающий эффект для теплоснабжающей организации в процессе модернизации системы ГВС путем полной ликвидации ЦТП и сетей ГВС и установкой АИТП в многоквартирных домах (реализация второго этапа Программы) составит:

- в части снижения тепловых потерь порядка 55,4 тыс. Гкал (или 5%);
- в части снижения потерь теплоносителя – 398 тыс. тонн.

В стоимостном выражении ежегодная экономия затрат теплоснабжающей организацией на эксплуатационные (нормативные) потери теплоносителя и тепловой энергии ожидаются в размере порядка 58,3 млн. руб., в том числе на теплоноситель – 17 млн. руб., на потери тепловой энергии 41,3 млн. руб.

В Казанских тепловых сетях АО «Татэнерго» окончательная реализации программы перехода на ИТП, которая предполагала установку 1 353 модулей ИТП в многоквартирных домах (МКД) в течение 2017-2018 гг. при ликвидации 105 ЦТП и 244 погонных километров тепловых сетей ГВС, состоялась в 2018г.

Фактически был ликвидирован 101 центральный тепловой пункт, установлено 1346 индивидуальных тепловых пунктов на 1115 объектах (многоквартирные жилые дома и бюджетные учреждения).

В результате отказа собственников МКД от установки ИТП на обслуживании ЕТО осталось 7 ЦТП и 3,4 км сетей ГВС.

Фактически в 2018 году в результате реализованной программы удалось сократить величину потерь тепловой энергии по сравнению с 2017 годом на 41,3 тыс. Гкал. (или 4,2%) и потерь воды в сетях ГВС на 307,7 тыс. тонн.

Сравнение расчетных значений снижения потерь тепловой энергии в трубопроводах и потерь воды в сетях ГВС филиала АО «Татэнерго» Казанские тепловые сети с фактическими согласно таблице 2.10 показало следующее.

Расчетное снижение величины потерь тепловой энергии в результате модернизации сетей ГВС составило 5%, фактически снижение составило 4,4%. При этом необходимо отметить, что расчет производился при условиях полного перевода многоквартирных домов на ИТП и ликвидацией 105 ЦТП и 244 км сетей ГВС.

Фактическая ликвидация ЦТП была осуществлена не в полном объеме. Семь ЦТП, посредством которых осуществляется поставка горячей воды 7 домам по сетям ГВС с протяженностью 3 км в однотрубном исчислении, остаются на обслуживании КТС.

Данный факт, в свою очередь, повлиял на отклонение расчетных значений от фактических.

Таблица 2.9 Уровень снижения потерь тепловой энергии и потерь воды в сетях ГВС в результате модернизации системы ГВС

	Ед.изм	Расчетные значения	Фактические значения
Величина снижения потерь тепловой энергии	тыс. Гкал	55,4 (на 5%)	41,3 (на 4,4%)
Величина снижения потерь воды в сетях ГВС	тыс. тонн	398,0	307,7

В процентном выражении уровень потерь в 2018г. составил 14%, что на 20% ниже по сравнению с уровнем потерь тепловой энергии в 2017г.

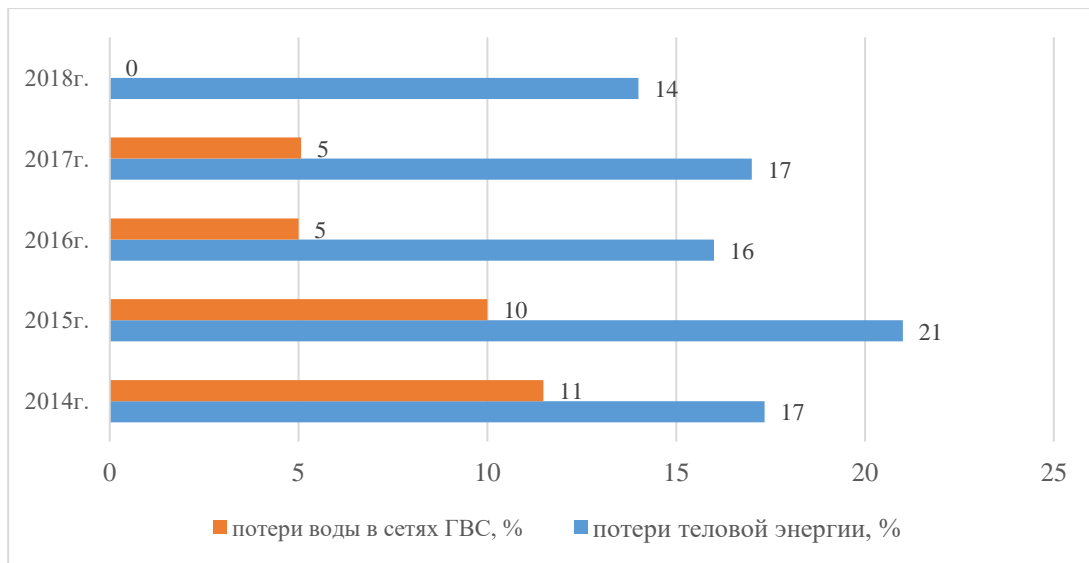


Рисунок 2.3. Снижение потерь тепловой энергии и потерь воды в сетях ГВС, %

Снижение потерь тепловой энергии является результатом снижения уровня повреждаемости в тепловых сетях и сетях ГВС. Повреждаемость – это процесс резко выраженного, недопустимого изменения геометрических параметров и свойств материала деталей в процессе эксплуатации. К повреждениям относятся усталостные трещины и выкрашивание материала, пробоины, коррозия, остаточные деформации (коробление) и др. Как видно на графике 2.4, начиная с 2017г., уровень повреждаемости на 1 п.км по всем тепловым сетям снижается. В 2020г. его величина составила 0,37, что существенно ниже уровня повреждаемости на тепловых сетях аналогичных предприятий Республики Татарстан.

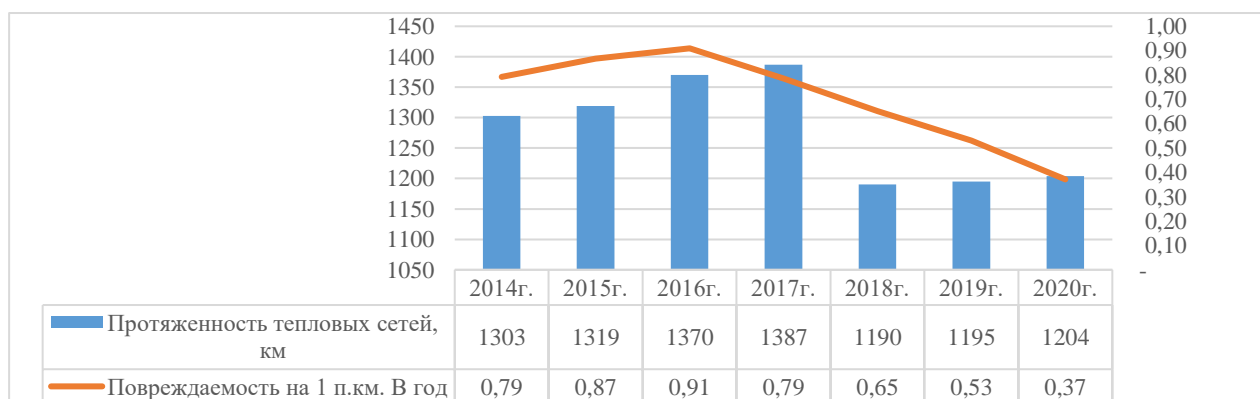


Рисунок 2.4. Динамика повреждаемости в тепловых сетях и сетях ГВС

Если смотреть уровень повреждаемости в разрезе видов тепловых сетей, то можно отметить, что снижение данного показателя отмечается по всем видам сетей (Рисунок 2.5).

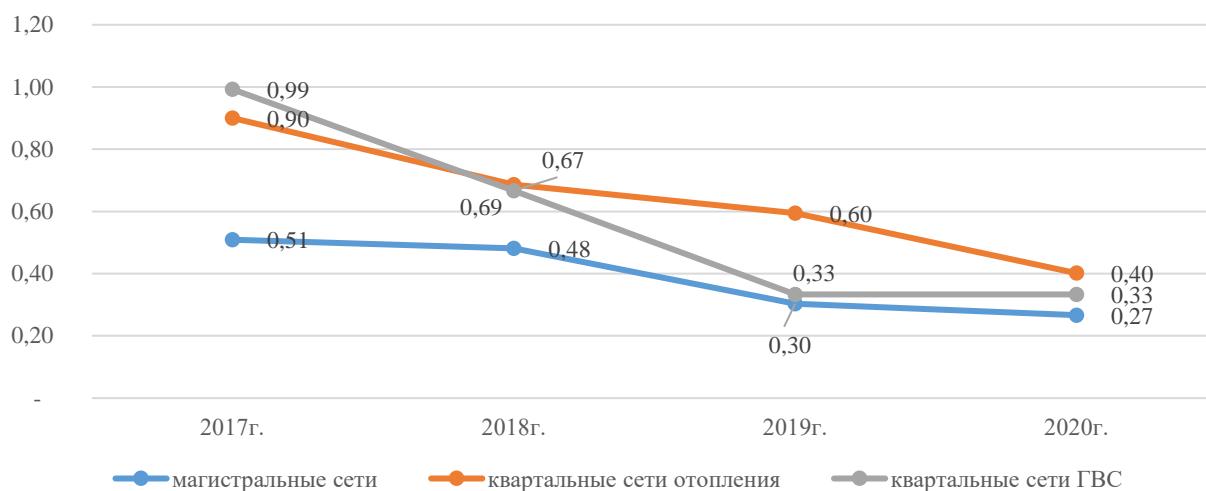


Рисунок 2.5. Динамика повреждаемости по видам тепловых сетей

В связи с отсутствием необходимости обновления сетей ГВС, увеличилось финансирование на ремонт и обновление магистральных и квартальных тепловых сетей, что позволило повысить уровень обновления сетей отопления до 4,5% (Рисунок 2.6).

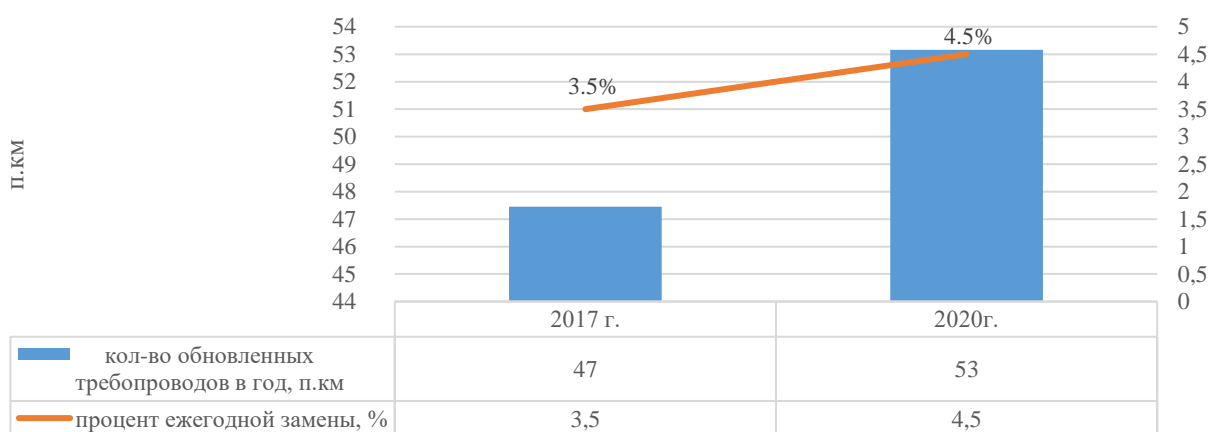


Рисунок 2.6. Уровень замены сетей отопления

В свою очередь, ликвидация ЦТП и сетей ГВС позволила фактически снизить удельные расходы электрической энергии на транспортировку теплоносителя и

сетевой воды на 40%. В 2017 г. расходы на электроэнергию для подкачки ГВС сложились в размере 11,5 млн. кВтч.



Рисунок 2.7. Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя и сетей воды, кВтч/Гкал

После вывода сетей ГВС и ЦТП из эксплуатации сократились затраты на их содержание на более чем 326 млн. руб. в год.

Из приведенного анализа видно, что Казанские тепловые сети получили неоспоримый экономический эффект от проведенных мероприятий в части модернизации системы ГВС посредством переноса «приготовления» горячей воды от ЦТП к ИТП с ИВВП.

Повышение надежности работы Казанских тепловых сетей после модернизации также подтверждается показателями надежности. Расчет произведен на основании данных АО «Татэнерго».

Таблица 2.10. Показатели надежности тепловых сетей

	2016	2017	2018
Интенсивность отказа (λ), 1/час	$7,8 \times 10^{-5}$	$6,6 \times 10^{-5}$	$4,5 \times 10^{-5}$
Вероятность безотказной работы ($P(t)$) в отопительный период ($t_{cp} = 5368$ ч)	0,66	0,70	0,78
Вероятность отказа ($Q(t)$)	0,34	0,30	0,22

Как видно из таблицы 2.10. вероятность безотказной работы выросла до 0,78 или на 18% по сравнению с 2016г.

Несмотря на полученный положительный результат любые технологические изменения необходимо рассматривать с точки зрения экономической целесообразности, возможности применения альтернативных способов модернизации неэффективной системы с более низкими финансовыми затратами.

В качестве альтернативного способа модернизации системы ГВС в целях повышения качества поставляемого теплового ресурса потребителям и снижения технологических эксплуатационных потерь тепловой энергии теплоснабжающей организацией можно предложить полную реконструкцию, ремонт и замену сетей ГВС и зданий центральных тепловых пунктов, с использованием современных технологий, а также установкой деаэрации воды.

Затраты на восстановление и ремонт оборудования и зданий ЦТП и квартальных сетей ГВС по расчетам специалистов АО «Татэнерго» составят 3,7 млрд. руб., из которых:

- приведение оборудования и зданий ЦТП в нормативное состояние – 1,6 млрд. руб.;
- реконструкция сетей ГВС от ЦТП до потребителей – 2,1 млрд. руб.

Вместе с тем необходимо отметить, что реконструкция существующей системы приготовления ГВС не позволит существенно снизить затраты на эксплуатацию оборудования и зданий. При этом ввод нового оборудования увеличит размер начисляемой амортизации и, как следствие, приведет к увеличению существующего тарифа.

Модернизация системы горячего водоснабжения путем переноса функции «приготовления» горячей воды к потребителю позволит теплосетевой организации существенно снизить инвестиционные затраты до 1500 млн. руб., а также исключить ежегодные расходы на содержание ЦТП и сетей ГВС.

Децентрализованная схема горячего водоснабжения зданий с использованием ИВВП в полной мере отвечает современным требованиям, предъявляемым к

качеству горячей воды согласно СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения», а именно:

- система может поддерживать постоянную температуру горячей воды, нет необходимости перегревать воду свыше 60°C;
- система позволяет регулировать температуру горячей воды, устанавливая более низкую температуру с учетом законодательных допусжений;
- нагрев холодной воды непосредственно в доме значительно снижает вероятность ухудшения химического состава воды;
- система изолирована от других потребителей, что повышает гидравлическую устойчивость работы децентрализованной системы горячего водоснабжения.

Таким образом, проведенные мероприятия позволят повысить надежность, качество и экономичность горячего водоснабжения потребителей.

Необходимо отметить, что помимо экономического эффекта от реализации проекта ожидается и социальный эффект, который заключается в создании качественно нового уровня надежности и экономичности системы ГВС для потребителей, комфортных условий проживания в МКД, а также в снижении социальной напряженности вследствие отсутствия плановых и внеплановых отключений горячего водоснабжения.

При этом при переходе от ЦТП на ИТП отметим важные мероприятия, которые, требуя финансирования, должны быть учтены при выборе данного способа модернизации системы ГВС.

В первую очередь, при ликвидации центральных тепловых пунктов были также ликвидированы устройства контроля за работой тепловых сетей (показатели давления, температуры и т.д.). В связи с этим необходимо организовать развитие диспетчеризации тепловых сетей. По г. Казани установка устройств контроля произведена на 77 узловых точках, расходы на которую составили 55 млн. руб.

Также необходимо оценить необходимость перекладки тепловых сетей и сетей холодного водоснабжения с учетом изменения нагрузки теплопотребления, а также схемы подачи холодной воды на нужды ГВС.

Таким образом, в результате проведенного исследования влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей на тепловые сети на примере г. Казани по установленным в первой главе показателям можно сделать следующие выводы:

1. Ожидаемая величина снижения потерь тепловой энергии по АО «Татэнерго по г. Казани составила 5% (55,4 тыс. Гкал) и теплоносителя 398 тыс. тонн (полное исключение потерь теплоносителя), что в стоимостном эквиваленте составляет 58 млн. руб. в год. С учетом неполной ликвидации ЦТП и сетей ГВС фактическое снижение потерь тепловой энергии составило 41,3 тыс. Гкал (4,4%) и снижение потерь сетевой воды - 307,7 тыс. тонн, что подтверждает правильность расчетов в части снижения тепловых потерь.

2. Уровень повреждаемости сетей снизился до 0,37 повреждений на 1 п.км, уровень замены сетей отопления вырос до нормативного значения 4,5%.

3. Единой теплоснабжающей организацией получен дополнительный эффект в виде снижения расходов электрической энергии на транспортировку теплоносителя на 40%.

4. Снижение текущих эксплуатационных затрат составило 326 млн. руб. в год или 4 %.

5. Дополнительные затраты, понесенные ЕТО-1 после ликвидации ЦТП, составили 55 млн. руб. на восстановление системы учета показателей работы сети и организацию диспетчеризации.

6. Затраты на реализацию проекта в целом составили около 1,5 млрд. руб., что на 2 млрд. руб. ниже при выборе альтернативного способа модернизации системы ГВС путем реконструкции и восстановления ЦТП и сетей ГВС.

7. Срок окупаемости проекта составил порядка 2,3 лет, что меньше нормативного срока окупаемости в энергетике (8 лет).

8. Помимо экономического эффекта от реализации проекта дополнительно ожидается и социальный эффект, который заключается в создании качественно нового уровня надежности и экономичности системы ГВС для потребителей, комфортных условий проживания в МКД, а также в снижении социальной

напряженности вследствие отсутствия плановых и внеплановых отключений горячего водоснабжения.

В следующем параграфе проведем исследование влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на источники теплоснабжения.

2.2 Влияние на потребление тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения многоквартирными домами.

Учитывая суровые климатические условия в России, отрасль теплоснабжения является наиболее социально значимый сектор экономики, любые изменения в котором, как организационные, так и технологические, должны рассматриваться через призму «полезности» потребителям тепловой энергии. Перевод горячего водоснабжения с ЦТП на ИТП осуществляется по всем объектам потребления ГВС. При этом основными потребителями в отрасли теплоснабжения является социально защищенная группа потребителей – население (более 70%).

При проведении оценки эффективности модернизации системы теплоснабжения необходимо особое внимание обратить на получение энергетического эффекта потребителями, проживающими в многоквартирных домах.

Требования к коммунальной услуге «Горячее водоснабжение» установлены п.2.4 СанПин №2.1.4-2496 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения», где температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С. Отклонение допустимо на 3⁰С в дневное время и 5⁰С в ночное [99].

Теплоснабжающая организация в силу технических и технологических особенностей процесса не всегда имеет возможность четко соблюдать необходимые параметры горячей воды. Особенно это касается домов, где отсутствует циркуляция, это приводит к необходимому сливу воды до нужной температуры, как следствие, к потреблению в больших объемах.

Таблица 2.11 Основные характеристики ГВС

Характеристика	Определение характеристики	Ресурс	НПА, регулирующие характеристику
Качество	Питьевое	Холодная вода питьевого качества	СанПин №2.1.4-2496
Температура	не ниже 60 °С и не выше 75 °С	Тепловая энергия для нагрева холодной воды питьевого качества	Правила коммерческого учета ТЭ,ТН №1034, Методика №99/пр

Объем реализации тепловой энергии на нужды ГВС между ресурсоснабжающей организацией и исполнителями коммунальных услуг определяется по показаниям приборов учета на основании: п.2 ст.19 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ, ст.13 Федерального закона от 23.11.2009 N 261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"; п.5 Постановления №1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя»; ч. 1, 2 ст.157 Жилищного кодекса РФ, ст.544 Гражданского кодекса РФ.

В республике Татарстан установлен двухкомпонентный тариф на горячую воду, где отдельно оплачивается физический объем воды и её подогрев на основании показаний приборов учета. Приказом Минстроя России от 17.03.2014 N 99/пр утверждена Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, которая является методическим документом по определению количества поставленной (полученной) тепловой энергии и теплоносителя, в том числе для определения количества тепловой энергии, теплоносителя для подключений через центральный тепловой пункт, индивидуальный тепловой пункт.

При подключении потребителя к системе централизованного теплоснабжения через ЦТП учет ведется по каждому виду тепловой нагрузки. Теплосчетчики узла учета системы горячего водоснабжения потребителей должны регистрировать за час (сутки, отчетный период) количество полученной тепловой энергии, а также следующие параметры:

1. массу теплоносителя, полученного по подающему трубопроводу, т;
2. массу теплоносителя, возвращенного по циркуляционному трубопроводу, т;
3. средневзвешенное значение температуры теплоносителя по подающему и циркуляционному трубопроводам за час, °С;
4. среднее значение давления теплоносителя по подающему и циркуляционному трубопроводам за час, МПа;
5. время работы теплосчетчика в штатном и нештатном режимах, час.

При отсутствии циркуляционного трубопровода соответствующие приборы не устанавливаются.

В соответствии с п. 48 данной Методики количество тепловой энергии, потребленное системой горячего водоснабжения ($Q_{ГВС}$), рассчитывается по формуле 2.1:

$$Q_{ГВС} = \left[\int_{T_o}^{T_i} M_{ГВС} \times (h_{ГВ} - h_{ХВ}) \times dT - \int_{T_o}^{T_i} M_{Ц} \times (h_{Ц} - h_{ХВ}) \times dT \right] \times 10^{-3}, \text{ Гкал} \quad (2.1)$$

где:

$M_{ГВС}$ - масса теплоносителя, полученного потребителем по подающему трубопроводу, т;

$h_{ГВ}$ - удельная энтальпия теплоносителя в подающем трубопроводе горячего водоснабжения на узле учета, ккал/кг;

$h_{ХВ}$ - удельная энтальпия холодной воды на ЦТП, ккал/кг;

$M_{Ц}$ - масса теплоносителя, возвращенного потребителем по циркуляционному трубопроводу, т;

$h_{Ц}$ - удельная энтальпия теплоносителя в обратном (циркуляционном) трубопроводе на узле учета [78].

Данная формула легла в основу расчетов потребления тепловой энергии при системе потребления ГВС от ЦТП.

После перевода МКД на систему ИТП расчет потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды в целях приготовления горячей воды следующий:

1. Определяем по формуле 5.2. п. 34 Методики количество тепловой энергии, полученной потребителями тепловой энергии за отчетный период (Q).

2. Определяем расчетным методом объем потребления МКД тепловой энергии на подогрев холодной воды:

В зимний период:

$$Q_{ГВС} = V (\text{м}^3) \times N_{\text{нод}} (\text{Гкал/м}^3) \quad (2.2)$$

где:

– $V (\text{м}^3)$ – объем холодной воды, который определяется сложением потребленного объема холодной воды по показаниям индивидуальных приборов учета и потребленного объема воды, направленного на содержание общедомового имущества с учетом установленного норматива Приказом № 62/о Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан ";

– $N_{\text{нод}}$ – норматив на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, утвержденный Приказом № 189 Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан "Об утверждении нормативов расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан".

В летний период расчет ведется по формуле 5.2. п. 34 Методики N 99/пр.

Для исследования выбраны все МКД г. Казани, находящиеся в зоне обслуживания ЕТО-1. Сравнение изменения количества потребления тепловой энергии проводится за 2015 и 2021гг. (до и после установки ИТП) за летние периоды (июнь-август) в целях нивелирования влияния расхода тепловой энергии на отопление. Анализ изменения теплопотребления был проведен по двум параметрам: потребление тепловой энергии на подогрев холодной воды и расход холодной воды для нужд ГВС в связи с установленным в Республике Татарстан двухкомпонентным тарифом на горячую воду.

В выборке участвуют многоквартирные дома, в которых потребление горячей воды в заданном периоде фиксировалось приборами учета. Исключены дома с резким отклонением потребления тепловой энергии или холодной воды на ГВС более чем на 100%. Анализ теплоснабжения таких домов показал ошибки ввода данных. В случае нештатных ситуаций в работе прибора учета потребление тепловой энергии и холодной воды было пересчитано. Общее количество МКД составило 720. Общий анализ представлен в Приложении 4.

Анализ в целом по всей группе анализируемых объектов показал снижение потребления тепловых ресурсов за летний период 2015г. в сравнении с 2021г. на 11 тыс. Гкал (19,8%). При этом изменение потребления холодной воды было незначительным – снижение составило около 1%. Отсутствие динамики в потреблении холодной воды исключает снижение потребления тепловой энергии за счет уменьшения фактического расхода горячей воды на нужды потребителей.

В стоимостном выражении эффективность потребления тепловой энергии на нужды ГВС составила 22 млн. руб., в том числе за счет снижения платежей за тепловую энергию на 21,9 млн. руб. [11]

На рисунке 2.8 представлен график изменения теплоснабжения на 1 квадратный метр в Гкал после установки индивидуальных водо-водяных подогревателей в домах в среднем в месяц в 2021г. по сравнению с 2015г.

Как видно на диаграмме, из 720 МКД в 511 (или 71%) домах наблюдается снижение расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды и, как следствие, снижение потребления тепловой энергии на 0,00117 Гкал на 1 м². 131 дом (18%) не получили существенного эффекта. И только по 78 домам (11%) наблюдается прирост потребления тепловой энергии на 0,00067 Гкал на 1 м².

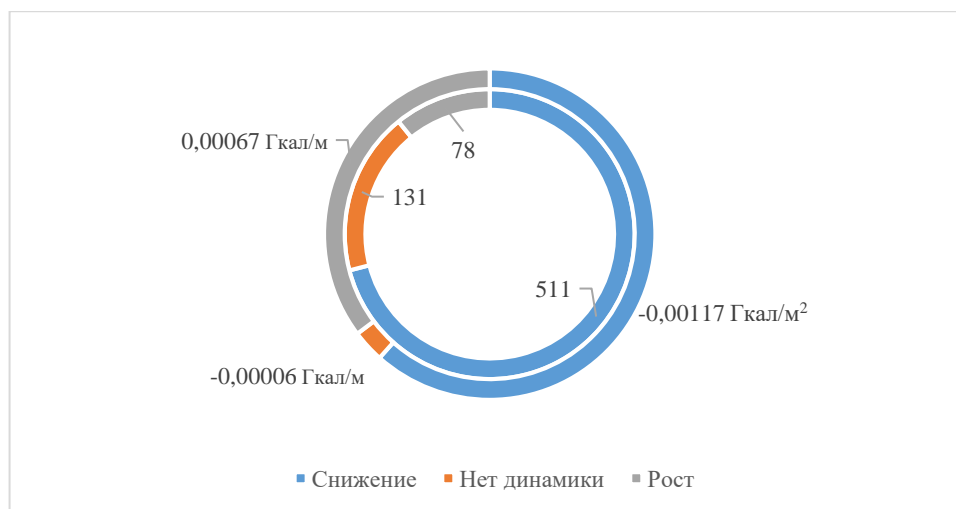


Рисунок 2.8. Структура МКД по динамике теплотребления после перехода на ИВП с отражением изменения теплотребления в Гкал на 1 м² в месяц

Сравнение изменения теплотребления показало, что общий экономический эффект по совокупной выборке МКД составил более 21,92 млн. руб. за июнь-август 2021 год по сравнению с аналогичным периодом 2015г. (19,8%).

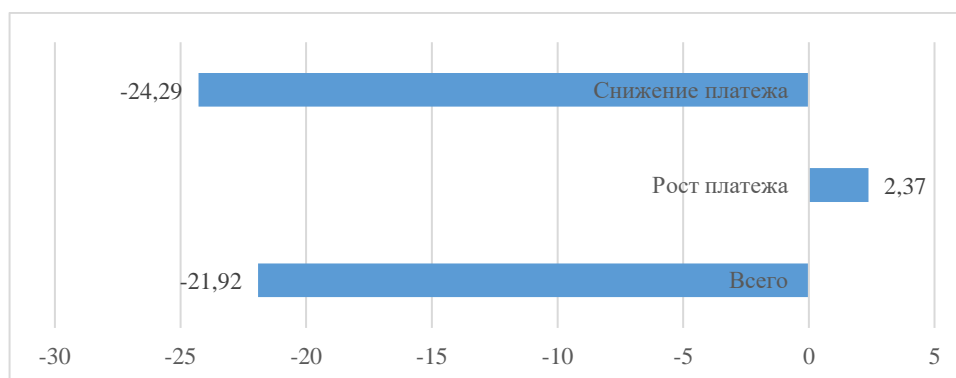


Рисунок 2.9. Сравнение затрат на энергоресурсы по 720 МКД г. Казани за июнь-август 2015 и 2021 гг., млн. руб.

В пересчете на год ожидаемый эффект по выбранным домам за счет снижения расходов тепловой энергии на подогрев холодной воды для нужд ГВС составит более 87 млн. руб.

Несмотря на то, что общий совокупный результат имеет положительный экономический эффект от перехода на ИВП, 125 МКД получили дополнительную финансовую нагрузку. Анализ причин не позволил установить связь получаемого эффекта с годом постройки, этажностью, площадью МКД (Таблица 2.12).

Таблица 2.12. Сравнительная динамика изменения платежа за горячее водоснабжение по однотипным домам в 2021 году по сравнению с 2015г.

адрес объекта	год постройки объекта	количество этажей	общая площадь	%
Лукина ул, д.4,	1989	10	19 491,70	3,93
Ямашева пр-кт, д.94,	1983	9	19 352,80	-22,60
Декабристов ул, д.85,	1985	9	19 219,40	-24,61
Маршала Чуйкова ул, д.69,	1984	9	19 086,50	4,64
Юлиуса Фучика ул, д.133,	1989	9	12 468,10	-18,56
Рихарда Зорге ул, д.77,	1979	9	12 433,89	17,05
Академика Павлова ул, д.11,	1981	9	6 287,67	-50,55
Авангардная ул, д.143,	1985	10	6 085,00	57,66
Бондаренко ул, д.9,	1972	5	3 642,80	20,44
Короленко ул, д.35,	1970	5	3 640,10	-37,53
Карима Тинчурина ул, д.1,	1963	5	3 588,06	9,09
Короленко ул, д.81,	1962	5	3 581,40	-9,13
Восстания ул, д.20,	1962	5	1 630,70	-30,58
Карима Тинчурина ул, д.21,	1963	5	1 607,90	35,73

Как видно из таблиц, дома, сравниваемые по площади, году постройки и этажности имеют противоположные экономические эффекты [8-9].

Проведенный корреляционный анализ зависимости процента изменения потребления тепловой энергии от года постройки, площади МКД, а также этажности также не установил существенной зависимости. Для анализа применялся линейный коэффициент корреляции Пирсона

$$r_{xy} = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) \times (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \times \sum (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.3)$$

где x_i - значения, принимаемые переменной X, y_i - значения, принимаемые переменной Y, \bar{x} - средняя по X, \bar{y} - средняя по Y [69].

Значения коэффициентов корреляции изменения процента потребления тепловой энергии за период июнь-август 2015-2021гг. от площади МКД и этажности МКД получились следующие: $R_{\text{этаж\%Гак}} = -0,15$, $R_{\text{площадь\%Гак}} = -0,05$. Наибольшая зависимость из трех параметров наблюдается только по году постройки МКД, коэффициент корреляции которой составил $-0,17$.

Слабая зависимость изменения процента потребления тепловой энергии была выявлена от температуры подачи тепловой энергии в МКД, коэффициент корреляции составил $(-0,32)$, а также от среднемесячного потребления в летний период времени до перехода на ИВВП $(-0,44)$.

Снижение или рост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения после перехода на ИВВП могут быть связаны с удаленностью расположения многоквартирных домов от ЦТП.

На примере квартальной застройки по многоквартирным домам, запитанным от ЦТП-3/я по ул. Глушко, дом 9А, проанализирована динамика потребления МКД тепловой энергии после перехода на ИТП в зависимости от их удаленности от ЦТП.



Рисунок 2.10. Расположение МКД относительно ЦТП с динамикой изменения потребления энергоресурсов в рублях

На рисунке 2.10 наглядно видно, что существенной закономерности изменения теплопотребления от удаленности МКД от ЦТП нет. Расположенные на одинаковом расстоянии многоквартирные дома получили противоположный результат до и после перехода на ИВВП (дома по ул. Вагапова, 18 и ул. Г.Кайбицкой, 11, ул. Вагапова, 4 и ул. Г.Кайбицкой, 1).

Зависимость потребления тепловой энергии от близости МКД к ЦТП также не установлена [32].

Установлено, что основная причина дифференциации эффекта между домами вызвана качеством проводимой регулировки индивидуальных тепловых пунктов. Для подтверждения данного вывода рассмотрим динамику потребления тепловых ресурсов по двум домам в период июнь-август 2015г. - 2018г. – по ул. Адоратского, 2 и по ул. Восстания, 28.

В данных домах индивидуальный тепловой пункт был установлен в 2016г. В 2018г. выбранные дома имели разные энергетические эффекты. В МКД по ул. Восстания, 28 после установки ИТП увеличение расхода тепловой энергии составило 13,69 Гкал. В МКД по ул. Адоратского наблюдается снижение потребления тепловых ресурсов на 26,14 Гкал.

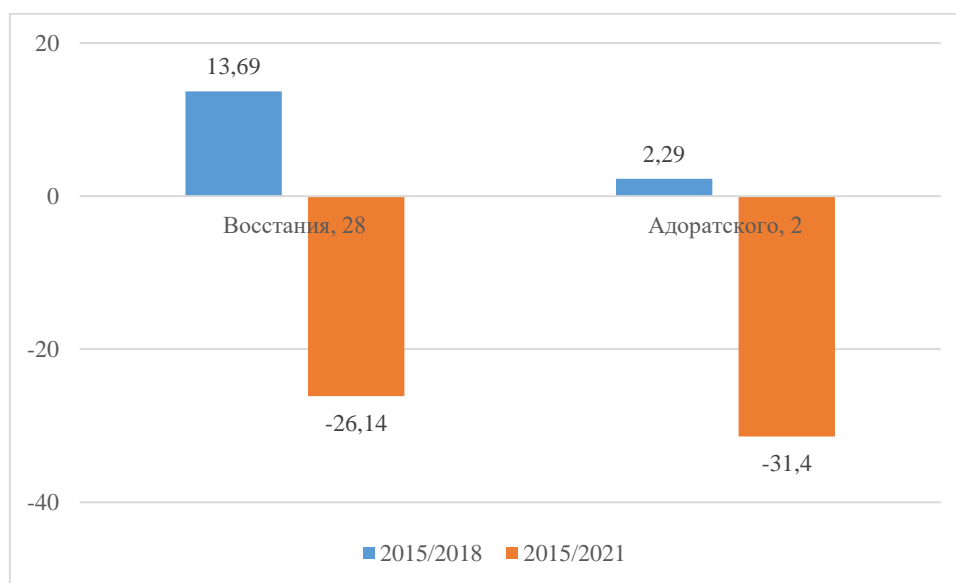


Рисунок 2.11. Динамика потребления тепловых ресурсов МКД по ул. Восстания, д.28 и Адоратского, 2 за июнь-август 2015 и 2018гг. и июнь-август 2015 и 2021гг.

В 2021г. в МКД по ул. Адоратского, 2 по сравнению с 2015г. ситуация не изменилась, в доме также было зафиксировано снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС на 31,4 Гкал, а в доме по ул. Восстания, 28 после проведения регулировки ИТП потребление тепловой энергии для ГВС снизилось на 2,29 Гкал. (Рисунок 2.11).

Анализ показал, что основная причина отрицательного результата по ряду домов - это отсутствие качественной регулировки ИТП, настройки необходимых и достаточных параметров для обеспечения приготовления горячей воды [10-11].

Полученные данные были подтверждены проведенным натурным исследованием по изменению потребления тепловой энергии после перехода на ИВВП, которая была построена на основе часовой ведомости потребления тепловой энергии за июнь 2015г. на примере многоквартирного дома по адресу ул. Ямашева, 79б.

Анализ ведомости потребления тепловой энергии проводился в период присоединения многоквартирного дома к ЦТП. Как видно, температура подачи тепловой энергии имеет колебания по часам. В ночные часы составляла более 62⁰С.

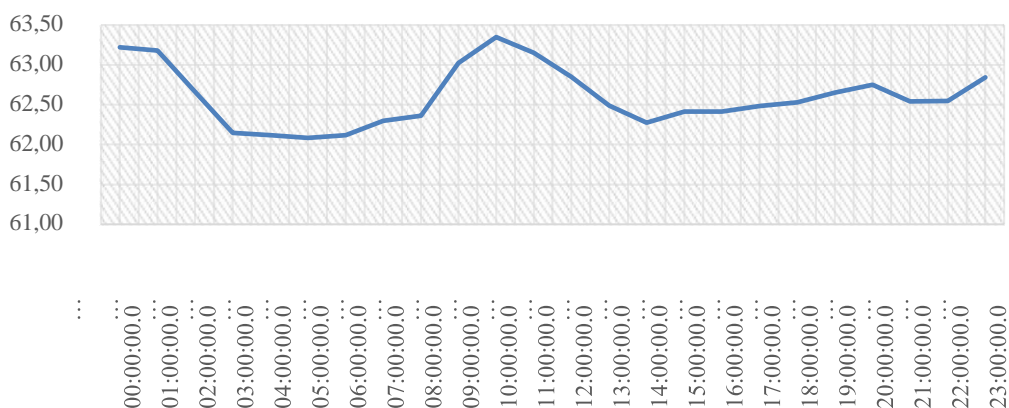


Рисунок 2.12. Динамика средней температуры теплоносителя в подающем трубопроводе за июнь 2015г. по МКД ул. Ямашева, 79б

Установка индивидуального водо-водяного подогревателя с автоматической регулировкой температуры нагрева воды позволит стабилизировать температуру, а

также установить ее максимально эффективной в соответствии с имеющимися законодательными допущениями.

Согласно требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09) температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С. Согласно постановлению Правительства РФ № 354 от 06.05.2011г. допустимое отклонение температуры горячей воды в точке водоразбора от температуры горячей воды в точке водоразбора, соответствующей требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании:

- в ночное время (с 0.00 до 5.00 часов) - не более чем на 5 °С;
- в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) - не более чем на 3 °С

Натурные исследования проведены в соответствии с правилами расчета потребления тепловой энергии согласно Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя (утвержденная Приказом Минстроя России от 17.03.2014 N 99/пр).

В соответствии с п. 48 данной Методики количество тепловой энергии, потребленное системой горячего водоснабжения ($Q_{ГВС}$, Гкал), рассчитывается по формуле 2.1.

Используя данную формулу, был смоделирован температурный режим путем фиксации температуры в дневное и ночное время – 57⁰С и 55⁰С соответственно. Автоматическая регулировка температуры на индивидуальных водо-водяных подогревателях позволяет это сделать.

Согласно полученным расчетам изменение температуры горячей воды в пределах, разрешенных законодательством, позволит снизить потребление тепловой энергии до 10% при условии неизменной величины фактического потребления (Рисунок 2.13).

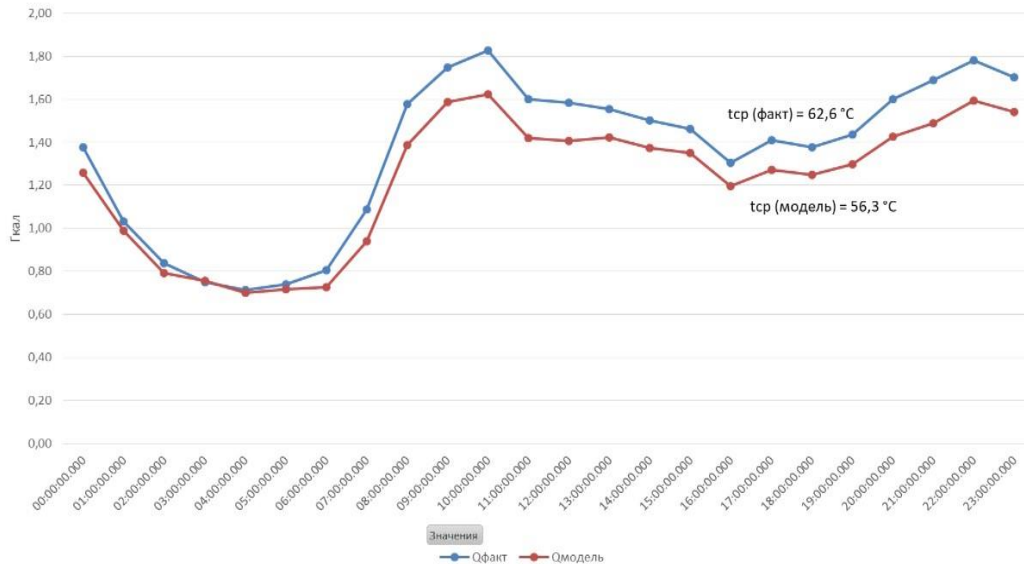


Рисунок 2.13. Динамика потребления тепловой энергии в течении суток (июнь 2015.) по МКД (г. Казань, ул. Ямашева, 79б).

Потребление тепловой энергии было разделено на следующие составляющие: подогрев холодной воды на фактическое потребление, в том числе с утечкой теплоносителя, на потери тепловой энергии во внутридомовых сетях, на циркуляцию.

Потребление тепловой энергии на фактическое потребление и с утечкой теплоносителя была принята постоянной (const), потери тепловой энергии во внутридомовых сетях составляют 20% от общей величины потребления, остаток приходится на потери тепловой энергии с циркуляцией теплоносителя.

Основное снижение вызвано снижением расхода тепловой энергии на технологические и циркуляционные потери тепловой энергии внутри дома (Таблица 2.13).

Снижение расходов тепловой энергии на потери возможно за счет регулировки и фиксирования температуры горячей воды непосредственно на индивидуальном тепловом пункте. При приготовлении горячей воды в ЦТП, учитывая удаленность от объектов теплоснабжения, температуру подачи теплоносителя регулировать сложнее [32].

Таблица 2.13. Сравнение теплотребления за месяц при фактической температуре теплоносителя и смоделированной (57⁰С в дневные часы, 55⁰С в ночные)

	Q факт (при t _{ср} (факт) = 62,6 ⁰ С), Гкал	Q модель (при t _{ср} (модель) = 56,3 ⁰ С), Гкал	Изменение, Гкал	Изменение, %
Q на технические потери	6,50	5,91	-0,59	-9,13
Q на циркуляцию	12,40	10,01	-2,39	-19,26
Q на потребление и с утечкой теплоносителя	13,62	13,61	-0,01	-0,09
Q всего	32,49	29,53	-2,97	-9,13

Помимо экономического эффекта в виде снижения расходов на горячее водоснабжение, жители МКД получают также иные преимущества, а именно: повышение качества горячего водоснабжения, бесперебойное снабжение ГВС.

Также необходимо отметить, что в связи с переходом на ИТП с ИВВП период отключения горячей воды в летнее время сократился до нормативных значений. В 2015гг. средний срок отключения составил 21 день, в 2021г. 14 дней.

Таким образом, в результате анализа теплотребления многоквартирными домами до и после установки ИТП с ИВВП в целях оценки экономического эффекта, полученного потребителями тепловой энергии МКД при переводе приготовления горячей воды с ЦТП на АИТП, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ динамики потребления тепловых ресурсов на подогрев холодной воды на нужды ГВС МКД за июнь-август 2015 и 2021 гг. показал снижение потребления тепловой энергии на более чем 71% МКД, в которых были установлены индивидуальные водо-водяные подогреватели.

2. Снижение платежа за горячую воду в среднем на 1 кв.м. в месяц составило 2,28 руб. При этом 10% домов получили снижение платежа от 5 до 20 руб. за кв. м в месяц.

3. Основной экономический эффект был достигнут за счет снижения потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на 12,8 тыс. Гкал. (или

25%) при относительно неизменном потреблении холодной воды на нужды ГВС. Ожидаемый годовой экономический эффект в части снижения потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды составит порядка 87 млн. руб. Данный эффект может быть повышен после установки узлов погодного регулирования за счет снижения расхода тепловой энергии на отопление.

4. Снижение потребления тепловой энергии вызвано регулировкой температуры горячей воды путем установки наиболее оптимальных значений в соответствии с требованиями законодательства. Данный факт был доказан путем проведения эксперимента по изменению температуры горячей воды, которое показало снижение теплоснабжения на 10% после регулировки температуры горячей воды.

5. Влияние на изменение потребления тепловой энергии иных внешних факторов (этажность, расположение МКД, удаленность от ЦТП, площадь помещений) не установлено.

6. Получен социальный эффект в виде повышения удовлетворенности населением качеством горячей воды: обеспечение стабильной температуры горячей воды в соответствии с требованием законодательства и возможностью ее регулировать под фактические запросы, период отключения горячей воды соответствует нормативным требованиям.

Таким образом, энергетический эффект от перевода домов с ЦТП на ИТП будет получен как теплоснабжающей организацией, так и непосредственно потребителями.

2.3 Влияние на технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения

Основными источниками теплоснабжения г. Казани (ЕТО 1) являются три ТЭЦ (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 - АО «Татэнерго», ТЭЦ -3 - ОАО «ТГК-16»), 3 районных котельных (АО «Татэнерго»). В связи с тем, что основным потребителем Казанской ТЭЦ-3 является ОАО «Казаньоргсинтез», перевод МКД на ИВВП на

работу станции окажет влияние несущественное, которым при анализе можно пренебречь.

Казанская ТЭЦ-1 осуществляет теплоснабжение промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора южной и центральной части города (Советский, Приволжский, Вахитовский районы), а также собственные нужды станции.

Казанская ТЭЦ-2 осуществляет теплоснабжение промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора северной, восточной и западной части города (Авиастроительный, Московский, Кировский, Ново-Савиновский районы), а также собственные и хозяйственные нужды станции. Тепловая схема ТЭЦ-2 - с поперечными связями.

Районная водогрейная котельная «Азино» (далее - РК «Азино») предназначена для теплоснабжения предприятий, общественных учреждений и жилищно-коммунального сектора Советского и Приволжского районов г. Казани.

Районная водогрейная котельная «Горки» предназначена для теплоснабжения предприятий и жилищно-коммунального сектора Советского и Приволжского районов г. Казани.

Районные водогрейные котельные «Азино» и «Горки» являются структурным подразделением Казанской ТЭЦ-1.

Районная котельная «Савиново» является структурным подразделением филиала АО «Татэнерго» Казанская ТЭЦ-2. Котельная служит источником теплоснабжения для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий, расположенных на территории Ново-Савиновского района.

В приложении 3 представлены основные технико-экономические показатели источников теплоснабжения.

Годовые графики потребления технологического пара у предприятий имеют большую сезонную неравномерность, обусловленную изменением температуры наружного воздуха в течение года, сменностью производства, плановыми ремонтами. Тепло на отопление и вентиляцию расходуется только в течение

отопительного сезона. Теплопотребление систем горячего водоснабжения имеет суточную и сезонную неравномерность.

Все технико-экономические показатели станций и котельных находятся в пределах нормативных значений.

Рассмотрим влияние установки ИВВП на объектах потребления горячей на работу ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и районных котельных АО «Татэнерго».

Электрическая станция должна вырабатывать электроэнергию с возможно меньшей затратой природных энергоресурсов, труда и денежных средств. Для оценки того, насколько эффективно электростанция использует природные энергоресурсы, служат энергетические показатели ТЭЦ. Применяют также понятия тепловая экономичность ТЭС, технические показатели ТЭС.

В первой главе были определены основные технико-экономическим показателям работы ТЭЦ, изменение которых покажет влияние выбранного способа модернизации системы горячего водоснабжения на источники теплоснабжения:

1. Отпуск тепловой энергии.
2. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии и тепловой энергии;
3. Часовые колебания расхода теплоносителя.

Экономичность работы ТЭЦ в первую очередь зависит от количества отбора пара. Чем больше отбирается пара, тем лучше используется тепловая мощность отборов, тем меньше потерь тепла на ТЭЦ, тем выше экономичность работы станции. Эффект достигается за счет снижения потерь при конденсации отработавшего в турбине пара. Проведенный авторами анализ показал, что при использовании 35% тепловой мощности пара на отпускаемое потребителям тепло, снижение потерь при конденсации составляет до 28%. То есть прирост отпуска тепловой энергии потребителям на 1 % дает повышение экономичности ТЭЦ на 0,8%. Следовательно, снижение отпуска тепловой энергии от ТЭЦ влияет в той или иной степени на все вышеперечисленные технико-экономические показатели работы станции с комбинированной выработкой электроэнергии и является неблагоприятным фактором для ее эффективности [109].

Важными показателями, являются показатели надежности работы источников теплоснабжения. Надежность работы электрических станций определяется правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 N 229 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации".

Режим работы теплофикационной установки электростанции и районной котельной (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком должна быть задана по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 – 24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции (котельной) должны быть не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, $\pm 3\%$;
- по давлению в подающих трубопроводах $\pm 5\%$;
- по давлению в обратных трубопроводах ± 20 кПа.

Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления и контролируются диспетчером тепловой сети. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 3%. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность (колебание) расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах

теплоснабжения значений. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции (котельной) должны быть не более $\pm 5\%$ заданных параметров.

Кроме этого, необходимо учитывать, что ценообразование на электрическую энергию, отпускаемую станциями, формируется в соответствии с правилами работы на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ), утвержденных Федеральным законом от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике". [114].

Одним из основных принципов организации оптового рынка является снижение стоимости мощности и электрической энергии, приобретаемыми покупателями электрической энергии, принявшими на себя обязательства по изменению режима потребления электрической энергии в соответствии с установленными правилами работы на ОРЭМ.

Изменение режима потребления электрической энергии влияет на электроэнергетический режим работы электроэнергетической системы.

Современная постановка задач по оптимизации работы ТЭЦ в условиях работы на ОРЭМ имеет высокую сложность реализации при изменяющихся параметрах, зависящих от определенного числа ограничений.

При планировании работы ТЭЦ на ОРЭМ посредством расчетной модели используются прогнозные значения параметров температуры теплосети, рассчитанные на исходных данных метеослужб, проводится анализ изменений режимов потребления и расходов теплосети за предыдущий период, а также за аналогичный период прошлого года. Существенное отклонение от указанных начальных показателей, ведет к несоблюдению заданных тепловых и электрических графиков мощности, что в конечном счете, влияет на надежность и экономичность производства.

На рисунке 2.14 отображено планирование работы ТЭЦ по выработке электрической энергии (на примере Казанской ТЭЦ-1 АО «Татэнерго»), которая зависит от изменения отпуска тепла и расходов сетевой воды.

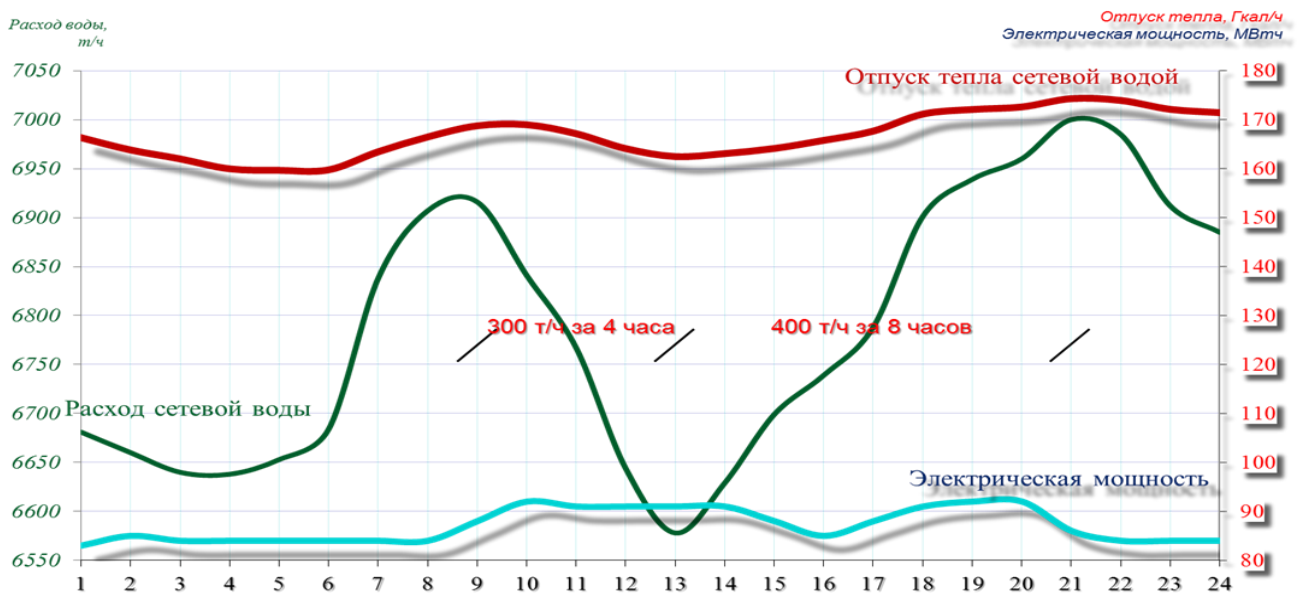


Рисунок 2.14 Суточный режим теплосети и график выработки электрической энергии ТЭЦ

Небольшие отклонения отпуска тепла от плановых значений, учитываемых при планировании работы ТЭЦ, связанные с плавными изменениями расходов сетевой воды в среднем на 200-300 т/ч, характерны для утренних и вечерних режимов теплосети ТЭЦ. Данные колебания могут быть компенсированы тепловыми отборами оборудования в пределах заданной электрической нагрузки.

В случае резких изменений расхода сетевой воды, в частности, свойственных для периодов резких похолоданий, отмечается существенное отклонение от заданных параметров (Рисунок 2.15).

Это приводит к дефициту тепловой мощности отборов турбин, работающих по плановому диспетчерскому графику электрической нагрузки. При отсутствии возможности компенсации «разбора» тепла отборами турбин, в таких случаях корректируется электрическая мощность станции до требуемого значения при согласовании с системным оператором. Такие колебания в отборе тепловой мощности от планово-диспетчерского графика негативно сказывается на формировании цены на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

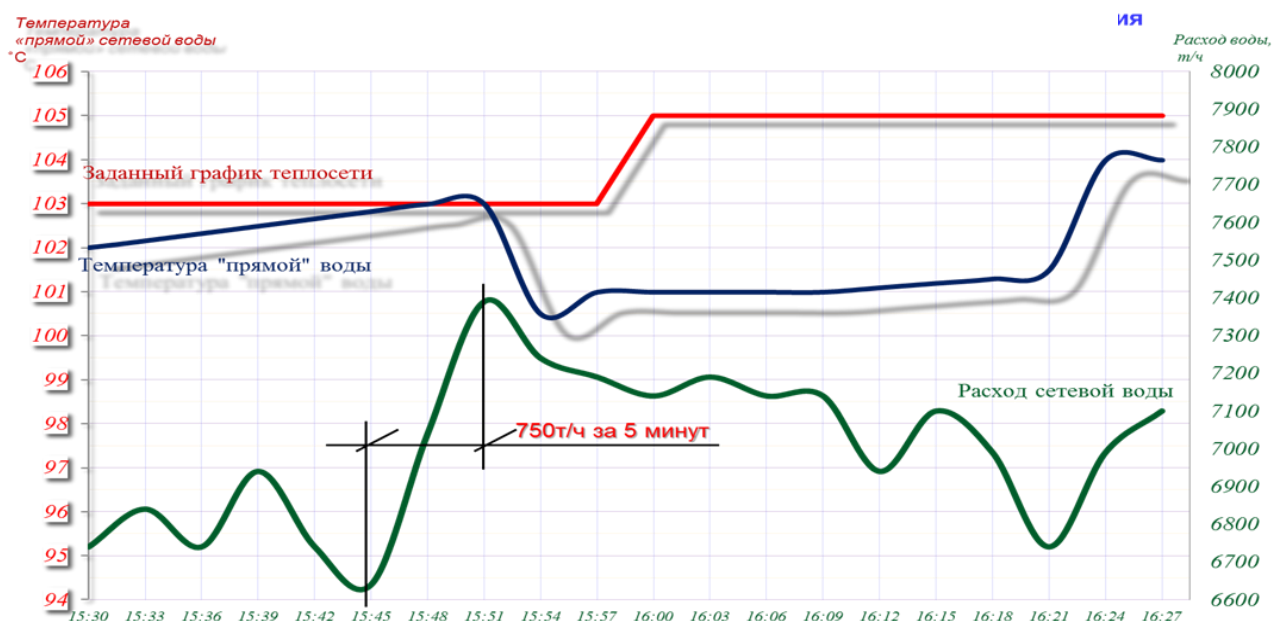


Рисунок 2.15 Режим теплосети при «набросе» тепловой нагрузки в период похолодания

Проведем исследование изменения обозначенных параметров на казанских станциях до и после установки индивидуальных тепловых пунктов с ИВВП.

Одним из важных показателей эффективности работы ТЭЦ с комбинированной выработкой тепловой энергии является показатель отпуска тепловой энергии. Как было отмечено выше, увеличение отпуска тепла ведет к росту эффективности станции. В 2020г. по сравнению с 2016г. (до начала установки ИВВП) можно отметить рост отпуска тепловой энергии потребителям с 3597 тыс. Гкал в 2016г. до 3706 тыс. Гкал в 2020г.

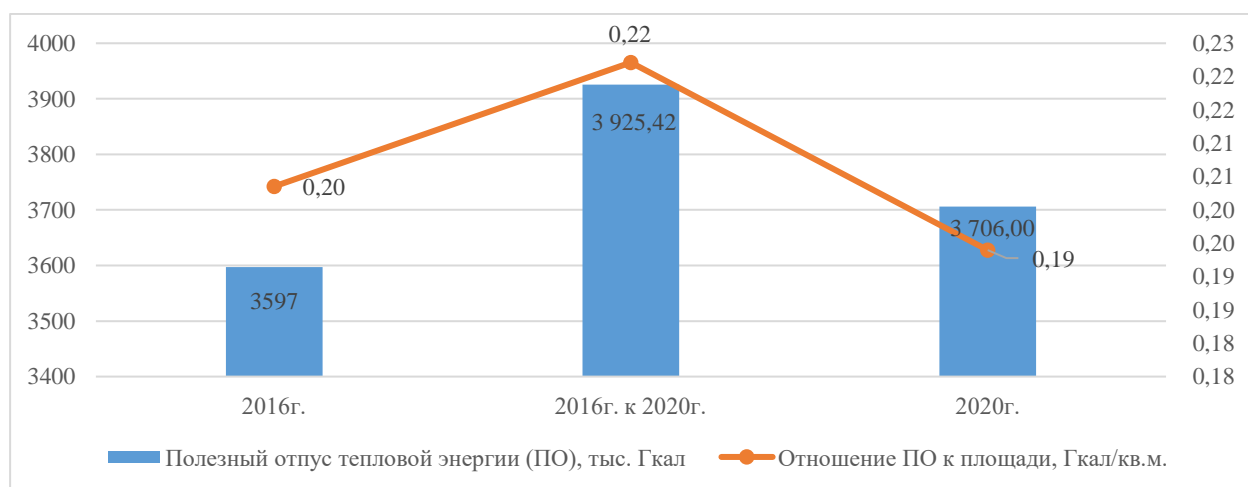


Рисунок 2.16 Изменение полезного отпуска тепловой энергии в 2016г. и 2020 г. г. Казани по группе «Население» по ЕТО-1

При этом если привести полезный отпуск 2016г. к температуре наружного воздуха 2020г., то необходимо отметить снижение потребления тепловой энергии в 2020г. на 5,59%. Для исключения влияния величины введенных отапливаемых площадей в 2020г. по сравнению с 2016г., рассчитан относительный показатель, отражающий количество приходящейся тепловой энергии в Гкал на 1 м² отапливаемой площади. Изменение данного коэффициента также показало снижение потребления тепловой энергии на 12,6%. (с 0,22 Гкал/м² до 0,19 Гкал/м²).

Одной из причин снижения потребления тепловой энергии является установка ИТП с ИВВП. Обоснования причины снижения потребления тепловой энергии из-за установки ИТП будут рассмотрены в следующем разделе.

Снижение отпуска тепловой энергии от станции, согласно расчетам, представленным выше, привело к снижению экономичности работы ТЭЦ на 4,47%.

С другой стороны, снижение полезного отпуска тепловой энергии потребителям является результатом мероприятий в рамках реализации Федерального закона № 261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», направленных на создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности [9].

В актуализированной схеме теплоснабжения г. Казани с расчетом на перспективу по 2033 г. для объяснения причин снижения потребления тепловой энергии приводятся следующие факторы:

1. Повышение эффективности существующих систем регулирования (внедрение новых автоматизированных и модернизация существующих ИТП потребителей).
2. Ликвидация и реновация ветхих строительных фондов.
3. Ликвидация или снижение вентиляционной нагрузки потребителей.
4. Повышение энергоэффективности сохраняемых фондов (установка энергоэффективных окон, утепление фасадов зданий, ликвидация перетопов за счет внедрения современного высокоэффективного оборудования и т.п.).

5. Снижение фактических потерь в тепловых сетях за счет их реконструкции.

6. Фактические климатические характеристики отопительного периода и его продолжительность.

Таким образом, повышение энергоэффективности у потребителей, как следствие снижение отпуска тепловой энергии, является необратимым процессом.

В связи с чем основной задачей ТЭЦ становится поиск новых рынков сбыта тепловой энергии или применением инновационных способов аккумулирования тепловой энергии.

В целях обеспечения надежности энергоснабжения важным является поддержание гидравлического режима функционирования тепловых сетей. Достижение оптимального гидравлического режима в системе теплоснабжения города осуществляется совместными действиями диспетчерских служб казанских ТЭЦ 1,2,3 и казанских тепловых сетей путем соблюдения утвержденных значений расходов сетевой воды и давлений по тепловодам на отопительный сезон и значений распределения теплоносителя между источниками в межотопительный период.

После перевода функции «приготовления» горячей воды с ЦТП на ИТП на источниках теплоснабжения АО «Татэнерго» (ТЭЦ, котельные) были отмечены значительные колебания расходов сетевой воды в течении суток. По г. Казани фиксировались колебания до 2900 т/ч. (на 9%).

Отклонение параметров от диспетчерского графика тепловой нагрузки более чем на 9% за короткий промежуток времени, в частности изменение давления сетевой воды по подающему и обратному трубопроводам магистрального тепलोвода, является нарушением требований к стационарным теплофикационным установкам согласно п.4.11.1. ПТЭ электрических станций и сетей РФ, утвержденных Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 N 229. В соответствии с данным пунктом отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции (котельной) по давлению в подающих трубопроводах должны быть не более 5%.

Интенсивные колебания расхода, характерные для отопительного периода при резких перепадах температуры наружного воздуха, приводят к переходу с качественного регулирования режима теплоснабжения на количественное.

Нарастание уровня суточной неравномерности отмечается с подключением потребителей к тепловым сетям посредством АИТП с установкой узлами погодного регулирования. Работа автоматизированных ИТП значительно влияет на гидравлический режим системы теплоснабжения городов. Существенно изменяются расходы сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха [2].

Нестабильность температуры наружного воздуха в последние годы (Рисунок 2.17), а также установка узлов погодного регулирования, которые оперативно реагируют на потребности в тепловой энергии, приводят к резким колебаниям расхода сетевой воды в тепловых сетях, и как следствие, нарушению гидравлического режима.

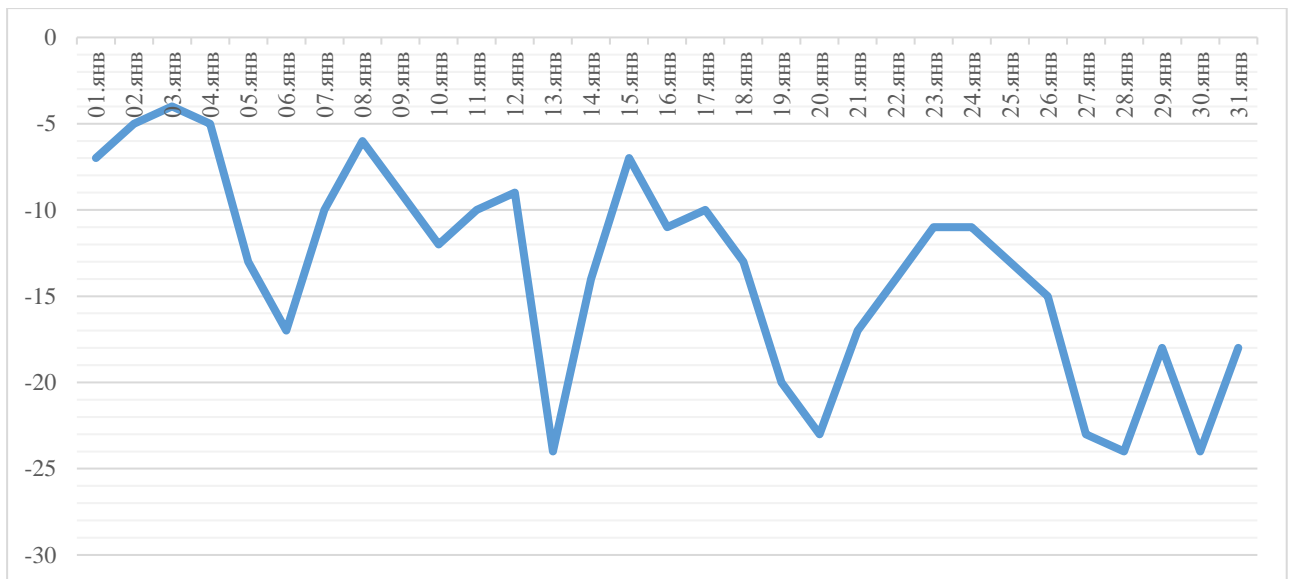


Рисунок 2.17 Колебание температуры наружного воздуха в январе 2019г.

Неравномерный суточный расход сетевой воды в теплосети сказывается негативно как на работе тепловых сетей, так и на работе ТЭЦ и котельных. Расширение диапазонов суточных колебаний давления и расхода сетевой воды приводит к возникновению аварийных ситуаций в системе теплоснабжения:

происходят повреждения внутриквартальных тепловодов, увеличение подпитки котельных и отключения подачи теплоносителя на жилые дома.

Очевидно, что колебания возможны и при резком изменении температуры наружного воздуха в отопительный период. Следовательно, источники теплоснабжения должны быть готовы к подобным изменениям независимо от оснащения МКД узлами погодного регулирования.

Эффективное регулирование параметров теплосети в расширенном диапазоне суточных колебаний параметров тепловой сети возможно путем оснащения источников теплоснабжения системами частотного регулирования производительности сетевых насосов, а именно дооборудованием насосов частотно-регулируемым приводом (ЧРП).

До недавнего времени основным способом регулирования подачи насосных агрегатов являлись так называемое дросселирование и изменение количества работающих в одной напорной линии насосов. Данные способы регулирования имеют ряд недостатков, главным из которых является низкое качество и диапазон регулирования (давление в линиях меняется не оперативно и ступенчато). Это в первую очередь, и вызвало на первых этапах внедрения АИТП резкое колебание давления теплоносителя в трубопроводах.

Кроме того, данный способ регулирования приводит к завышениям температуры обратной сетевой воды, а также необоснованному увеличению расходов электрической энергии на перекачку большого объема теплоносителя на источниках теплоснабжения. Все это является нарушением Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Применение частотно-регулируемого привода (иначе преобразователей частоты) для управления электродвигателями насосов позволяет избежать многих вышеперечисленных недостатков. В данном случае, регулирование производительности насосных агрегатов осуществляется путем изменения скорости вращения крыльчатки насоса и позволяет значительно упростить гидравлическую и механическую схемы, а также повысить их надежность, снизить эксплуатационных расходы. Пуск двигателя при подключении через частотный

преобразователь происходит плавно, без пусковых токов и ударов, что снижает нагрузку на двигатель и гидравлическую систему, увеличивает срок их службы.

Помимо прочего важно обратить внимание на вопрос энергосбережения. Применение ЧРП позволит получить экономию энергии до 40-50%.

Установка ЧРП на насосы предполагает регулирование расхода воды, давления в сети, температуру. Современные преобразователи частоты позволяют делать это автоматически, при этом информируя оператора о текущих значениях параметров процесса [30].

По АО «Татэнерго» проведение данных мероприятий на источниках теплоснабжения позволило нивелировать влияние резких суточных колебаний расхода сетевой воды на гидравлический режим системы теплоснабжения. Снизить данные колебания до нормативных. Кроме того, отмечается экономический эффект, получаемый в результате снижения потребляемой мощности сетевыми насосами, потребления электрической энергии на 7%.

Как было отмечено выше, отклонение параметров работы ТЭЦ от плановых значений, влияет на эффективность работы ТЭЦ в рамках работы на ОРЭМ.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности действуют конкурентные механизмы определения цен на электрическую энергию и мощность, складывающихся под воздействием спроса и предложения. По результатам отбора ценовых заявок в порядке, предусмотренном правилами оптового рынка, формируются критерии оптимизации режима оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для системного оператора.

Отклонение фактических параметров от заданного оперативно-диспетчерского графика тепловой и электрической нагрузки ведет формированию неконкурентной цены, как следствие, влияет на эффективность работы ТЭЦ в условиях функционирования на ОРЭМ.

В целях оптимизации режимов работы ТЭЦ осуществляется планирование работы на ОРЭМ с учетом заданных прогнозных параметров температуры теплоносителя, режима потребления и расхода теплосети за предыдущие периоды и аналогичные периоды прошлых лет [14].

При условии соответствия начальных показателей, принятых для расчета фактическим показателям на период планирования, выбранный режим работы станции позволяет следовать заданным тепловым и электрическим графикам мощности без ущерба надежности и экономичности для производства.

Следовательно, резкие колебания заданных параметров, в том числе расхода сетевой воды, безусловно повлияют на заданные режимы работы ТЭЦ. В большинстве случаев это приводит к дефициту тепловой мощности отбора турбин, работающего по плановому диспетчерскому графику электрической нагрузки.

При отсутствии возможности компенсации «разбора» тепла отборами пара необходимо корректировать плановый диспетчерский график электрической мощности станции до требуемых значений с системным оператором (при отклонении более чем на 2%), что влияет на формирование цены на электроэнергию на оптовом рынке, а, следовательно, на эффективность работы станции.

Подобные ситуации, когда для поддержания диспетчерского графика электрических нагрузок, необходимо переводить турбины в невыгодный конденсационный режим, возникают периодически (в первую очередь в период сезонных опрессовок тепловых сетей).

При этом, с учетом переменчивого графика потребления тепловой мощности потребителями независимо от причин, ТЭЦ должны быть готовы к данным изменениям в целях повышения своей экономичности. Выбор компенсации тепловой мощности теплофикационным станциям необходимо выбирать с учетом технических и экономических особенностей работы. Это может быть включение пикового водогрейного котла (ПВК), оснащение редуционно-охладительными установками (РОУ), а также использование баков-аккумуляторов горячей воды.

В Германии эффективным способом выравнивания тепловой нагрузки является применение тепловых аккумуляторов (баков-аккумуляторов) [30].

Тепловой аккумулятор используется для кратковременного хранения энергии в воде и поддержание ее температурного режима для дальнейшего использования в период максимального водопотребления, путем сбора и хранения воды в баке,

выравниваются нагрузки на теплосети в период минимального и максимального водопотребления. При зарядке аккумулятора горячая вода подается сверху с одновременным уходом соответствующего объема холодной воды со дна емкости. Холодная и горячая вода разделены неиспользуемым слоем в один метр. При разрядке горячая вода забирается сверху с одновременной подачей холодной воды снизу.

Тепловой аккумулятор позволяет обеспечивать надежную работу станции в части отпуска тепловой энергии и останавливать в межотопительный сезон работу станции в периоды низких цен на электроэнергию (на выходные и праздничные дни).

Современные реалии повышают требования к работе энергосистем, которые должны обеспечивать не только надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей, но повышать свою экономичность в целях снижения стоимости поставляемых энергоресурсов.

Модернизация систем теплоснабжения путем переноса функции «приготовления» горячей воды к потребителю путем установки индивидуальных тепловых пунктов с индивидуальными водо-водяными подогревателями и узлами погодного регулирования показала свою эффективность.

В результате проведенных мероприятий был не только получен указанный положительный эффект потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями, но и выявлены возможности повышения эффективности работы источников теплоснабжения.

В первой главе были определены ключевые технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения. Как видно из таблицы 2.14, существенных изменений в данных показателях до и после перехода на горячее водоснабжение от ИВВП не наблюдается.

Таблица 2.14. Динамика ТЭП источников теплоснабжения после установки ИВВП

	КТЭЦ-1	КТЭЦ-2	РК "Азино"	РК "Горки"	РК "Савиново"
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	588,50	508,95	668,46	124,15	376,63
2016г.					
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал/год	1 348,5	1 973,2	959,0	374,5	909,4
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	313,5	250,9	-	-	-
Удельный расход топлива на отпуск теплоты, кг у.т./ Гкал	143,4	139,6	151,1	154,5	145,4
Суточные колебания расхода сетевой воды от источника теплоснабжения, т/ч	1 000	2 000	400	700	2 000
2020г.					
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал/год	1 347,3	1 921,5	954,0	438,4	871,3
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	265,60	228,80	-	-	-
Удельный расход топлива на отпуск теплоты, кг у.т./ Гкал	144,1	141,5	149,2	155,4	147,1
Суточные колебания расхода сетевой воды от источника теплоснабжения, т/ч	1 100	2 800	600	1 050	1 200

Таким образом, в результате проведенного исследования влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей на источники теплоснабжения на примере г. Казани по установленным в первой главе показателям можно сделать следующие выводы:

1. Экономичность работы ТЭЦ в первую очередь зависит от количества отбора пара. Чем больше отбирается пара, тем лучше используется тепловая мощность отборов, тем меньше потерь тепла на ТЭЦ, тем выше экономичность работы станции. В 2020г. по сравнению с 2016г. (до и после установки ИВВП) с учетом приведения отпуска тепла в 2016г. к температуре наружного воздуха 2020г. отмечается его снижение на 5,59%, что ведет к снижению экономичности работы станции на 4,47%. При этом снижение полезного отпуска происходит также в

результате реализации федерального закона № 261 об энергоэффективности, а также повышению температуры наружного воздуха.

2. Суточные колебания расхода сетевой воды, отмечаемые источниками теплоснабжения после перехода на ИВВП, вызваны не столько установкой индивидуальных водо-водяных подогревателей, сколько установкой автоматических узлов погодного регулирования и нестабильным температурным режимом.

Несмотря на последствия, оказываемые на работу источников теплоснабжения в результате установки ИВВП с узлами погодного регулирования, а именно: нарушение гидравлического режима сетей, отклонение параметров расхода сетевой воды от планового диспетчерского графика электрической энергии, снижение полезного отпуска тепловой энергии, все это позволило АО «Татэнерго» учесть влияние данных факторов и своевременно перестроится в своей работе с учетом новых современных вызовов.

В следующей главе необходимо выработать алгоритм и методику, позволяющие проводить укрупненную оценку влияния установки ИВВП на систему теплоснабжения города заинтересованными структурами, а именно: муниципальными образованиями, теплоснабжающими организациями.

Выводы по главе 2.

1. Расчетная величина снижения потерь тепловой энергии по АО «Татэнерго» по г. Казани составила 5% и 100% теплоносителя (полное исключение потерь теплоносителя). С учетом неполной ликвидации ЦТП (8 ЦТП не выведено из эксплуатации) и сетей ГВС (3 км в обслуживании) фактическое снижение потерь тепловой энергии после перехода на ИВВП по г. Казани составило 4,4% и снижение потерь сетевой воды на 77%, что подтверждает правильность расчетов в части снижения тепловых потерь.

2. Уровень повреждаемости сетей снизился до 0,64 повреждений на 1 п.км, уровень замены сетей отопления вырос до нормативного значения 4,5%, снижение расходов электрической энергии на транспортировку теплоносителя на 40%.

3. Снижение текущих эксплуатационных затрат составило 326 млн. руб. в год или 4 %.

4. Срок окупаемости проекта составил 2,3 года, что меньше нормативного срока окупаемости в энергетике (8 лет).

5. Социальный эффект получен за счет создания качественно нового уровня надежности и экономичности системы ГВС для потребителей, комфортных условий проживания в МКД, а также в снижении социальной напряженности вследствие отсутствия плановых и внеплановых отключений горячего водоснабжения.

6. Проведенный анализ динамики потребления тепловых ресурсов на подогрев холодной воды на нужды ГВС МКД показал снижение потребления тепловой энергии более чем в 71% МКД, в которых были установлены индивидуальные водо-водяные подогреватели.

7. Основным экономическим эффектом был достигнут за счет снижения потребления МКД тепловой энергии на подогрев холодной воды в среднем на 19,8% при относительно неизменном потреблении холодной воды на нужды ГВС.

8. Снижение потребления тепловой энергии вызвано регулировкой температуры горячей воды путем установки наиболее оптимальных значений в соответствии с требованиями законодательства. Данный факт был доказан путем проведения эксперимента по изменению температуры горячей воды, который показал снижение теплоснабжения на 10% после регулировки температуры горячей воды.

9. Влияние на изменение потребления тепловой энергии иных внешних факторов (этажность, расположение МКД, удаленность от ЦТП, площадь помещений) не установлено.

10. За счет снижения отпуска тепловой энергии на 5,59% в целом по системе теплоснабжения ЕТО-1, в том числе за счет снижения потребления МКД, снизилась

экономичность работы станции на 4,47%. При этом снижение полезного отпуска происходит также в результате реализации федерального закона № 261 об энергоэффективности, а также повышению температуры наружного воздуха.

11. Суточные колебания расхода сетевой воды, отмечаемые источниками теплоснабжения после перехода на ИВВП, вызваны не столько установкой индивидуальных водо-водяных подогревателей, сколько установкой автоматических узлов погодного регулирования и нестабильным температурным режимом.

3 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ С ЗАКРЫТОЙ СХЕМОЙ ГВС

3.1 Методы оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП

Во второй главе диссертационной работы был проведен анализ влияния перевода системы горячего водоснабжения на основные элементы системы теплоснабжения города на примере г. Казани (потребителей тепловой энергии в многоквартирных домах, тепловые сети и источники теплоснабжения).

Энергетический и экономический эффект достигается за счет:

- снижения теплопотребления на нужды ГВС в среднем по системе 19,8%;
- снижение потерь тепловой энергии в сетях ГВС и отопления – на 4,4%;
- снижение расходов на содержание ЦТП и сетей ГВС;
- при комбинированной выработке электроэнергии снижение экономичности станции на 0,8% при снижении полезного отпуска тепловой энергии на 1%.

На основании полученных данных и установленных закономерностей необходимо выработать методику определения потенциала повышения эффективности работы системы теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС после перехода на горячее водоснабжение многоквартирных домов от индивидуальных водо-водяных подогревателей в целях проведения оценки влияния на систему теплоснабжения городов Российской Федерации.

Кумулятивный эффект, получаемой системой теплоснабжения города после перехода на ИВВП, определяется суммированием полученных эффектов отдельными элементами этой системой: источниками теплоснабжения, тепловыми сетями и объектами теплопотребления.

Для построения математической модели, позволяющей описать ожидаемый результат от перевода населенных пунктов с закрытой схемой ГВС на горячее водоснабжение от ИВВП, необходимо установить соответствующие

коэффициенты эффективности, применение которых могло бы показать ожидаемую динамику ключевых показателей системы теплоснабжения городов.

Как было рассмотрено ранее, ключевыми элементами системы теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС являются объекты теплопотребления, в том числе многоквартирные дома, тепловые сети, источники теплоснабжения.

Для объектов теплопотребления основным показателем является динамика потребления тепловой энергии., для тепловых сетей - динамика потерь тепловой энергии, для источников теплоснабжения – динамика отпуска тепловой энергии в систему теплоснабжения.

Определение коэффициента для расчета величины снижения теплопотребления МКД после перехода на ИВВП проводится на основе выборки изменения теплопотребления МКД до и после перехода на ИВВП по данным, полученным при анализе домов г. Казани.

Для применения данного показателя в расчете изменения потребления тепловой энергии МКД других городов определен коэффициент, равный отношению снижения потребления тепловой энергии в Гкал в месяц МКД к площади данного МКД.

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{cp}}{S_{МКД}} \quad (3.1)$$

где $K_{\Delta Q}$ – коэффициент снижения потребления тепловой энергии на нужды ГВС МКД в месяц (Гкал/м²); ΔQ_{cp} – динамик потребления тепловой энергии на нужды ГВС в МКД в среднем за месяц (Гкал); $S_{МКД}$ – площадь МКД (м²).

Алгоритм определения коэффициента снижения потребления тепловой энергии на нужды ГВС МКД в месяц после перехода на ИВВП:

1. Определить выборку из генеральной совокупности.
2. Доказать подчинение выборки нормальному закону распределения.
3. Определить доверительный интервал.
4. Группировать доверительный интервал в зависимости от года строительства МКД.

5. Найти в каждой группе среднемесячное значение снижения потребления тепловой энергии после перехода на ИВВП в Гкал на 1 квадратный метр площади дома.

В выборочную совокупность включаются данные об отклонении потребления тепловой энергии до и после перехода на ИВВП в многоквартирных домах г. Казани за период июнь-август 2015г. и 2021г. в процентном отношении.

Из генеральной совокупности многоквартирных домов по г. Казани наблюдения проводились по 720 МКД, в которую попали дома:

1. Перешедшие на ИВВП после 2015г. и полностью введены в эксплуатацию до 2021г.

2. В сравниваемые периоды приборы учета тепловой энергии были в исправном состоянии и по ним производился расчет тепловой энергии.

3. Отсутствуют нештатные ситуации в работе прибора учета: динамика потребления тепловой энергии и расход холодной воды не превышает 100%.

В соответствии с проведенным экспертным анализом динамики потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС из выборки исключены многоквартирные дома с увеличением потребления тепловой энергии. Во второй главе представлен сравнительный анализ по МКД, которыми сначала отмечалось увеличение теплопотребления после перехода на ИВВП, после регулировки настроек автоматики потребление тепловой энергии в последующие годы снизилось. Динамика теплопотребления скорректирована на динамику фактического потребления тепловой энергии на нужды ГВС в целях исключения влияния на результат.

В итоге применения указанных допущений выборка из значений снижения потребления тепловой энергии в процентах составила 539 многоквартирных домов. (Приложение 4).

Для того чтобы к данной выборке МКД применить методы статистического анализа, в первую очередь, необходимо доказать, что выборка соответствует нормальному закону распределения. Если данные соответствуют нормальному

распределению, то они могут обрабатываться с помощью параметрических методов статистики.

Нормальное распределение, или распределение Гаусса — распределение вероятностей, которое в случае одной переменной задаётся функцией плотности вероятности, совпадающей с функцией Гаусса.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.2)$$

где σ – среднеквадратичное отклонение, x – значение; μ – математическое ожидание.

Считается, что большинство параметров имеет именно нормальное распределение [69].

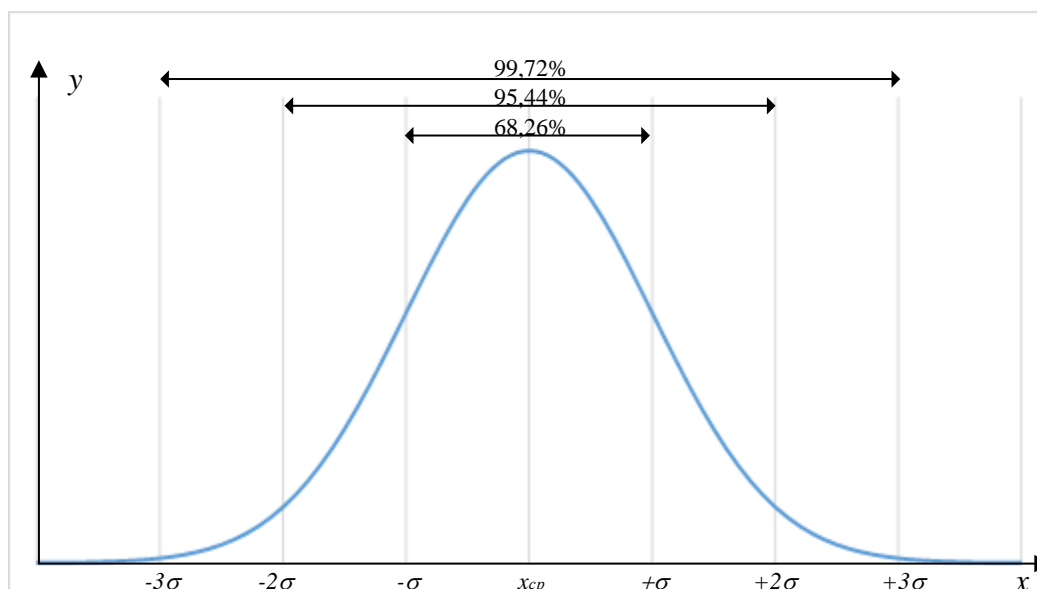


Рисунок 3.1. Нормальное распределение Гаусса.

Если распределение является нормальным, то:

- 68,26% всех случаев располагается в диапазоне значений μ (среднее) $\pm \sigma$ (сигма);
- 90% всех случаев располагается в диапазоне значений μ (среднее) $\pm 1,64 \sigma$ (сигма);
- 95,44% всех случаев располагается в диапазоне значений μ (среднее) $\pm 2 \sigma$ (сигма);

– 99,72% всех случаев располагается в диапазоне значений μ (среднее) $\pm 3\sigma$ (сигма).

Для оценки соответствия выборки исследуемых данных нормальному распределению использовался метод подтверждения гипотез.

Для проверки гипотезы о нормальности распределения выборки была применена гипотеза относительно согласованности выборочного распределения с теоретическим (генеральным) распределением с применением критерия согласия Пирсона, так как данные измерены в количественной шкале с большим объемом выборки ≥ 50 .

Критерием согласия называется критерий проверки гипотезы о предполагаемом законе неизвестного распределения. Критерий согласия позволяет ответить на вопрос о том, является ли различие между выборочными и теоретическим распределениями столь незначительными, что они могут быть приписаны лишь случайным факторам.

Для проверки гипотезы H_0 используем критерий согласия Пирсона (или χ^2 критерий).

С помощью критерия Пирсона можно проверить гипотезу о различных законах распределения генеральной совокупности (равномерном, нормальном, показательном и др.) Для этого в предположении о конкретном виде распределения вычисляются теоретические частоты, и в качестве критерия выбирается случайная величина, называемая критерий Пирсона или критерий χ^2 , имеющая закон распределения χ^2 с числом степеней свободы $k = s - 1 - r$:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i - \bar{x}}{\sigma_x} \right)^2 = \frac{n-1}{\sigma_x^2} \cdot S_x^2 \quad (3.3)$$

где s – число частичных интервалов выборки, r – число параметров предполагаемого распределения.

Для анализа нормальности распределения поставлена гипотеза H_0 , что закон распределения генеральной совокупности является неравномерным при уровне значимости $\alpha = 0,05$. Расчет проведен с использованием инструментов Excel [69].

Таблица 3.1. Расчет интервалов теоретического распределения и распределения выборки динамики потребления тепловой энергии

N п\п	Нормированные границы	Границы интервалов	Интервалы динамики потребления тепловой энергии	Observed Наблюдаемые частоты	Expected Теоретические частоты
1	-1,5	-51,3	$\leq -51,25$	39	37
2	-1	-43,6	$(-51,25; -43,56]$	46	51
3	-0,5	-35,9	$(-43,56; -35,87]$	92	83
4	0	-28,2	$(-35,87; -28,18]$	101	106
5	0,5	-20,5	$(-28,18; -20,49]$	93	106
6	1	-12,8	$(-20,49; -12,80]$	81	83
7	1,5	-5,1	$(-12,80; -5,12]$	60	51
8			$> -5,12$	42	37

На рисунке 3.2. отображено сопоставление распределения выборки эмпирических данных с теоретическим нормальным распределением.

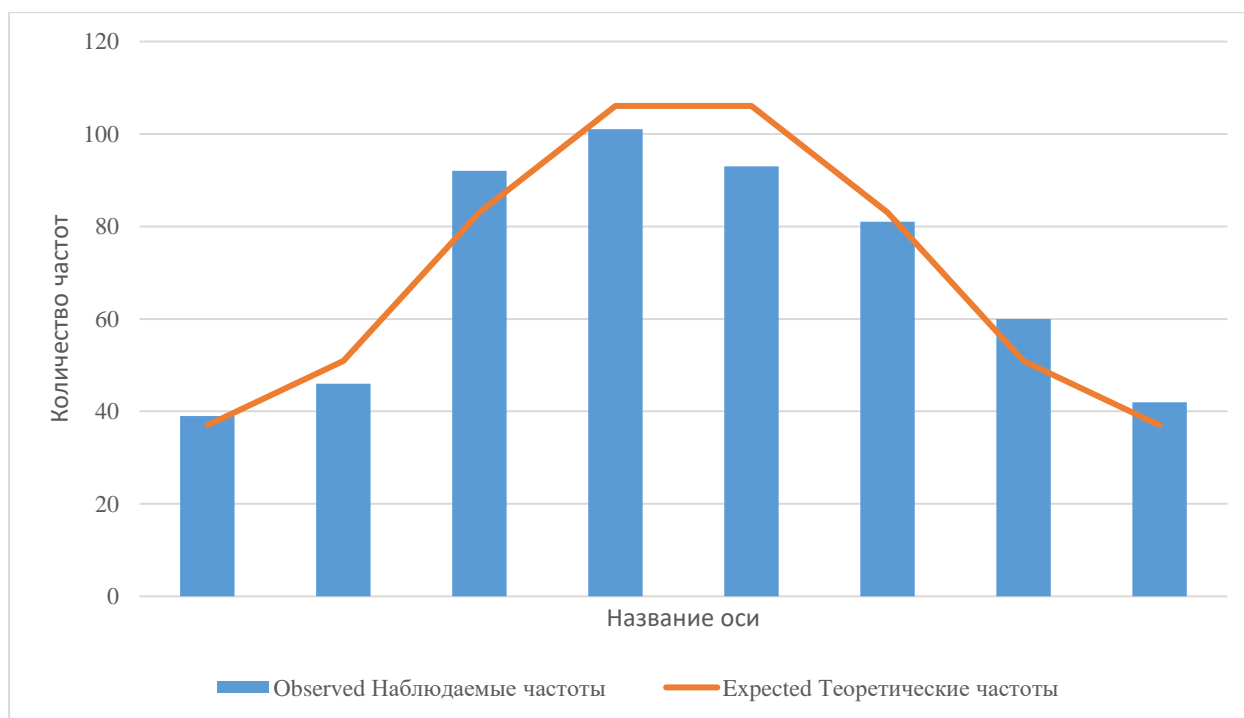


Рисунок 3.2. Сопоставление распределения выборки теоретическому нормальному распределению Гаусса

Для подтверждения гипотезы о случайности распределения эмпирической выборки генеральной совокупности проведем расчет критерия Пирсона по

формуле в Excel ХИ2.РАСП.ПХ, которая возвращает правостороннюю вероятность распределения хи-квадрат. По заданной выборке динамики потребления тепловой энергии $X^2 = 0,56$. Данная величина больше уровня значимости 0,05. Следовательно, гипотеза о том, что распределение выборки является случайным не подтверждается. В итоге, можно утверждать, что принятая для анализа статистическая выборка данных из генеральной совокупности подчиняется законам нормального распределения и для ее анализа могут быть применены параметрические методы анализа данных.

Для того чтобы рассчитать среднее значение (\bar{X}) выборки необходимо определить доверительный интервал с достоверностью 95%.

Учитывая, что объем анализируемой выборки большой и соответствует закону нормального распределения, при рассмотрении выборочного среднего можно применить знания о нормальном распределении.

В частности, 95% распределения выборочных средних находится в пределах 1,96 стандартных отклонений (σ) среднего популяции, стандартной ошибкой среднего.

$$x_{cp} - 1,96\sigma \leq X_{cp} < x_{cp} + 1,96\sigma \quad (3.4)$$

где X_{cp} – среднее значение выборки, σ – стандартное отклонение (ошибка) среднего.

Для анализируемой выборки $x_{cp} = -28,18 \%$, $\sigma = 15,37 \%$. Следовательно, доверительный интервал с вероятностью 95% находится в следующих границах: $-28,18 \pm 1,96 \cdot 15,37 \%$.

Для расчета коэффициента изменения потребления тепловой энергии на нужды ГВС будет использоваться среднее значение из выборки $[-56,99\%; -0,12\%]$.

Во второй главе был проведен анализ зависимости изменения теплопотребления от ряда факторов, существенной зависимости установлено не было ни по одному показателю. Зависимость в размере 0,3 установлена от года постройки дома (рис. 3.3).

Применим данный критерий для распределения выборки на группы.

Разброс годов постройки домов в анализированной совокупности находится в диапазоне до 1950 до 2010 гг.

Согласно данным, представленным сервисом для поиска недвижимости «Циан», основной объем предложений по РФ по состоянию на 01.03.2021г. на вторичном рынке приходится на типовое жилье с годом постройки с 1950 по 1991 года.

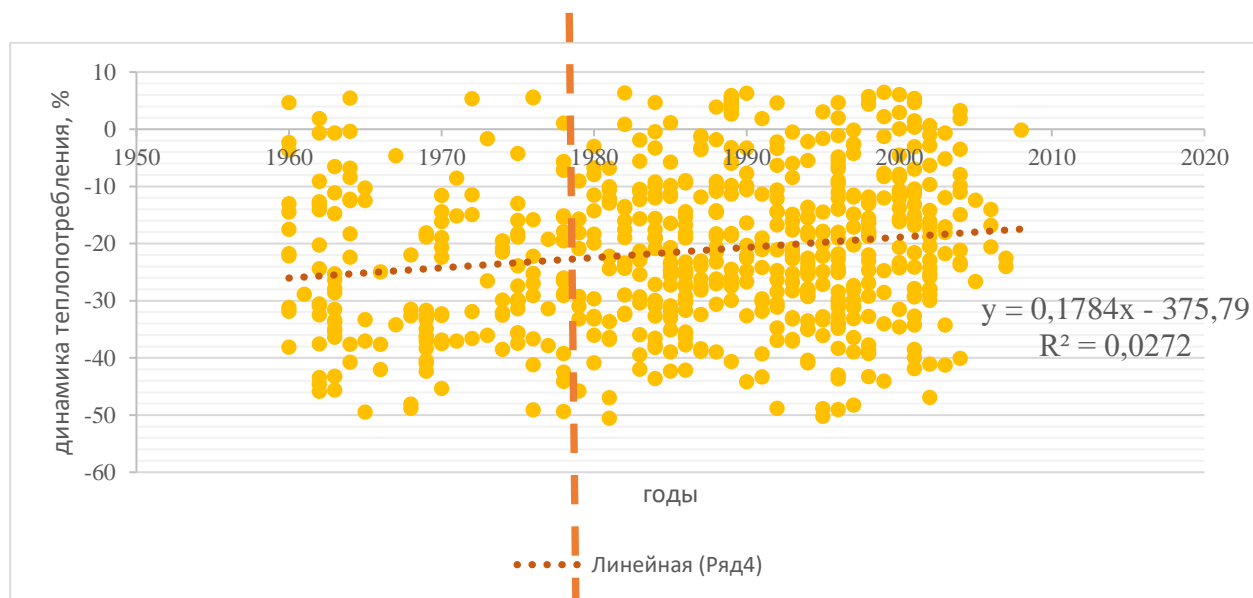


Рисунок 3.3. Зависимость изменения теплопотребления в МКД после перехода на ИВВП от года постройки МКД

Экспертные данные подтверждаются данными Федеральной службы государственной статистики по состоянию на 2012г., согласно которым значительную часть жилищного фонда Российской Федерации составляют дома, построенные 40 и более лет назад (таблица 3.2).

Таблица 3.2. Структура многоквартирных домов РФ по годам постройки

	Общая площадь жилых помещений, м ²	Число жилых домов (индивидуально-определенных зданий)	Число многоквартирных жилых домов
По годам возведения:			
до 1920	2,6	4,9	4,4
1921-1945	4,5	10,2	7,2
1946-1970	29,7	43,3	36,9
1971-1995	42,5	27,7	44,1
после 1995	20,7	13,9	7,4

Согласно таблицы 3.2. общий процент МКД с годом постройки после 1945 г. составляет 85%.

Начиная с 2010г. в соответствии с действующим законодательством, установка индивидуальных тепловых пунктов в целях горячего водоснабжения является обязательным при строительстве многоквартирных домов [12].

Исходя из этого, диапазон периодов постройки многоквартирных домов по годам постройки с 1950-2010 гг. характерен для большинства муниципальных образований РФ и может быть использован для группировки выборки. Размах диапазона составляет 60 лет. Экспертной оценкой разделим дома на 2 группы с диапазоном в 30 лет (Рис. 3.3):

1. 2010 г. – 30 лет = 1980 г.
2. 1980 г. – 30 лет = 1950г.

Согласно данному расчету сформируем две группы многоквартирных домов для анализа изменения теплотребления: многоквартирные дома до 1980 года постройки и многоквартирные дома после 1980 года постройки.

В каждой группе многоквартирных домов определим среднее значение снижения потребления тепловой энергии в месяц на 1 квадратный метр.

Таблица 3.3 Информация по снижению потребления тепловой энергии на ГВС в разрезе МКД по году постройки на 1 квадратный метр в месяц

Годы постройки МКД	Количество МКД	$K_{\Delta Q}$, Гкал/м ²
до 1980г.	140	$-0,94 \cdot 10^{-3}$
после 1980г.	399	$-1,06 \cdot 10^{-3}$
Итого	539	$-1,03 \cdot 10^{-3}$

Как видно из таблицы 3.3, дома с более новым годом постройки имеют большее снижение потребление тепловой энергии по сравнению с более старыми домами.

С учетом проведенного анализа были установлены следующие коэффициенты для расчета величины снижения теплотребления домом после перевода горячего водоснабжения от индивидуальных тепловых пунктов с учетом года постройки

МКД, который будем применим в оценке влияния установки ИВВП в городах Российской Федерации с закрытой системой теплоснабжения:

1. Для МКД до 1980 года постройки – $k_{\Delta Q \text{ до } 80\text{е}} = 0,94 \cdot 10^{-3}$ Гкал/1 кв.м. в месяц;
2. Для МКД после 1980 года постройки – $k_{\Delta Q \text{ после } 80\text{е}} = 1,06 \cdot 10^{-3}$ Гкал/1 кв.м. в месяц.

Для расчета коэффициента снижения потерь тепловой энергии после перехода на ИВВП был применен относительный показатель соотношения величины снижения нормативных потерь тепловой энергии после ликвидации сетей ГВС на 1 погонный километр сетей ГВС на примере г. Казани. Данный показатель может быть применим для расчета ожидаемого снижения потерь тепловой энергии и для других систем теплоснабжения, учитывая нормативность данного показателя.

$$k_{mn} = \frac{\Delta Q_{\text{норм.мн}}}{L_{\text{ГВС}}}, \quad (3.5)$$

где k_{mn} – коэффициент снижения потерь тепловой энергии сетях ГВС и отопления после перехода на ИВВП (Гкал/п.км); $Q_{\text{норм.мн}}$ – снижение потерь тепловой энергии после перехода на ИВВП (Гкал); $L_{\text{ГВС}}$ – протяженность сетей ГВС (п.км) [32].

Полученные нормативные значения тепловых потерь в сетях ГВС с корректировкой их на тепловые потери в сетях отопления после перехода на систему горячего водоснабжения от ИТП по г. Казани соотносим с протяженностью сетей ГВС, подлежащих ликвидации после модернизации. Учитывая тот факт, что в большинстве своем квартальные сети ГВС имеют в среднем одинаковый диаметр (89-159 мм), дифференциацию по типу сетей не проводим. Кроме того, расчет коэффициента проводился для стальных сетей ГВС, как наиболее распространенный тип сетей ГВС в РФ. Применение полимерных труб ГВС, как было отмечено в 1 главе, используется для модернизации системы в зоне с некомбинированной выработкой электроэнергии при не значительном удалении от источника теплоснабжения с пониженным температурным графиком.

И переход на ИТП для данной системы горячего водоснабжения в работе не рассматривался.

Согласно расчетам, коэффициент снижения тепловых потерь предлагается принять равным $k_{mn} = 227$ Гкал/1п.км сетей ГВС.

Во второй главе было установлено, что перевод системы горячего водоснабжения путем установки индивидуально водо-водяного подогревателя (без установки узлов погодного регулирования) не оказывает существенного влияния на источники теплоснабжения за исключением тепловых электрических станций. Основное влияние на экономичность работы ТЭЦ оказывает динамика полезного отпуска тепловой энергии: прирост отпуска тепловой энергии потребителям на 1 % дает повышение экономичности ТЭЦ на 0,8% и наоборот. С учетом этого формула для расчета коэффициента экономичности работы ТЭЦ в зависимости от динамики отбора пара на нужды теплоснабжения, имеет следующий вид:

$$k_{эк} = \frac{(S_{до80гг} \cdot k_{\Delta Q_{до80гг}} + S_{после80г} \cdot k_{\Delta Q_{после80г}}) \cdot 12 + L_{ГВС} \cdot k_{mn}}{Q_{ТЭЦ} \cdot 0,8} \quad (3.6)$$

где $Q_{ТЭЦ}$ – годовой отпуск тепловой энергии от ТЭЦ в год (Гкал), предшествующий переходу на ИТП, $S_{до80гг}$, $S_{после80г}$ – площадь многоквартирных домов в муниципальном образовании до и после 1980 года постройки соответственно (m^2), $k_{\Delta Q_{до80гг}}$, $k_{\Delta Q_{после80г}}$ – коэффициенты снижения тепловой энергии на нужды ГВС после перехода на ИВВП с учетом года постройки МКД до и после 1980 года ($Гкал/m^2$).

Таким образом, с учетом применения статистических методов анализа данных были разработаны коэффициенты и их значения для оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения городах с закрытой схемой теплоснабжения с комбинированной выработкой электрической энергии:

1. Коэффициент для расчета величины снижения теплотребления МКД после перевода горячего водоснабжения от ИВВП с учетом года постройки МКД до и после 1980 года постройки.

2. Коэффициент снижения тепловых потерь.

3. Коэффициент экономичности работы ТЭЦ в зависимости от динамики отбора пара на нужды теплоснабжения

В следующем разделе необходимо разработать методику оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП с учетом разработанных коэффициентов.

3.2. Разработка методики оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП

Как было установлено в разделе выше, кумулятивный эффект, получаемой системой теплоснабжения города после перехода на ИВВП, определяется суммированием полученных эффектов отдельными элементами этой системы: источниками теплоснабжения, тепловыми сетями и объектами теплопотребления.

Для расчета данного эффекта вводится следующая формула:

$$\mathcal{E}_{\text{эс}} = \mathcal{E}_{\text{МКД}} + \mathcal{E}_{\text{ТС}} + \mathcal{E}_{\text{ИТ}} \quad (3.7)$$

где $\mathcal{E}_{\text{МКД}}$ – эффект, полученный многоквартирными домами в год, руб.; $\mathcal{E}_{\text{ТС}}$ – эффект, полученный тепловыми сетями в год, руб.; $\mathcal{E}_{\text{ИТ}}$ – эффект, полученный источниками теплоснабжения, руб.

Эффект, получаемый МКД после перехода на ИТП, складывается за счет снижения теплопотребления и за счет возможного снижения тарифа на тепловую энергию. Для расчета предлагается использовать следующие формулы:

$$\mathcal{E}_{\text{МКД}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭ}} + \mathcal{E}_{\text{Тариф}} \quad (3.8)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ТЭ}}$ – эффект за счет снижения потребления тепловой энергии, руб., $\mathcal{E}_{\text{Тариф}}$ – эффект за счет снижения тарифа на тепловую энергию, руб.

$$\mathcal{E}_{\text{Тариф}} = \Delta T_{\text{ТЭ}} \cdot Q_{\text{ТЭ}} \quad (3.9)$$

где $\Delta T_{\text{ТЭ}}$ – разница в тарифах до и после установки ИВВП, %., $Q_{\text{ТЭ}}$ – общее потребление тепловой энергии МКД за год, предшествующий установке ИТП, Гкал.

Снижение тарифа может произойти в результате снижения расходов теплоснабжающей организации на содержание и обслуживание сетей ГВС и ЦТП (4% от необходимой валовой выручки по г. Казани), а также в результате установления дифференцированного тарифа для МКД с ГВС от ИТП и для МКД с ГВС от ЦТП. Снижение тарифа может достигать 10% от действующего тарифа до перехода на ИТП. В расчетах принята экономия от снижения тарифа за счет сокращения расходов на сети ГВС и ЦТП (4%). Значение может быть изменено в зависимости от текущей ситуации в муниципальном образовании.

Для расчета $\Delta T_{ТЭ}$ будет применен коэффициент снижения тарифа тепловой энергии в размере 4 % на примере г. Казани.

$$\Delta T_{ТЭ} = T_{ТЭ.ДЕЙСТВ} \cdot 0,04 \quad (3.10)$$

$$\mathcal{E}_{ТЭ} = (S_{до80гг} \cdot k_{\Delta Q_{до80гг}} + S_{после80г} \cdot k_{\Delta Q_{после80г}}) \cdot T_{ТЭ} \cdot 12 \quad (3.11)$$

где $T_{ТЭ}$ – тариф на тепловую энергию в выбранной системе теплоснабжения, руб.
Коэффициенты $k_{\Delta Q_{до80гг}}$, $k_{\Delta Q_{после80г}}$ определены в разделе 3.1.

Тепловыми сетями экономический эффект получается за счет снижения потерь в сетях ГВС и сетях отопления, сокращением расходов на содержание сетей ГВС и ЦТП, а также за счет снижения затрат на электрическую энергию на насосные станции в зданиях ЦТП на перекачку теплоносителя по сетям ГВС.

Укрупненная оценка ожидаемого эффекта в тепловых сетях будет проводится по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{ТС} = \mathcal{E}_{ТП} + \mathcal{E}_{ТН} + \mathcal{E}_{ЭЭ} + \mathcal{E}_{СОД} \quad (3.12)$$

где $\mathcal{E}_{ТП}$ – эффект от снижения тепловых потерь, руб., $\mathcal{E}_{ТН}$ – эффект от снижения утечки теплоносителя, руб., $\mathcal{E}_{ЭЭ}$ – эффект от снижения электроэнергии на насосные станции в зданиях ЦТП на перекачку теплоносителя по сетям ГВС, $\mathcal{E}_{СОД}$ – расходы на содержание и обслуживание сетей ГВС и ЦТП, руб.

$$\mathcal{E}_{ТП} = L_{ГВС} \cdot k_{ТП} \cdot T_{ТП} \quad (3.13)$$

где $L_{ГВС}$ – протяженность сетей горячего водоснабжения, п.км, $k_{ТП}$ – коэффициент снижения нормативных потерь после перехода на ИВВП, Гкал/1п.км сетей ГВС в год, $T_{ТП}$ -тариф на 1 Гкал тепловых потерь, руб.

$$\mathcal{E}_{ТН} = G_{ТН} \cdot T_{ТН} \quad (3.14)$$

где $G_{ТН}$ – расход теплоносителя в сетях ГВС за год, предшествующий установке ИТП, т; $T_{ТН}$ - тариф за 1т теплоносителя, руб.

$$\mathcal{E}_{ЭЭ} = N_{ЦТП} \cdot \mathcal{E}_{ЦТП} \cdot T_{ЭЭ} \quad (3.15)$$

где $N_{ЦТП}$ - количество насосных агрегатов (ЦТП), подлежащих выводу после перехода на ИТП, $\mathcal{E}_{ЦТП}$ - нормативные технологические затраты электрической энергии насосной станцией (ЦТП), согласно данным теплоснабжающей организации, кВт·ч; $T_{ЭЭ}$ - тариф на электрическую энергию, руб.

Коэффициент снижения тепловой энергии в сетях ГВС определен в разделе 3.1.

Формула для расчета эффекта, получаемого источниками теплоснабжения, следующая:

$$\mathcal{E}_{ИТ} = Q_{ОКВ} \cdot (-k_{ЭК}) \cdot T_{ТТЭЦ} \quad (3.16)$$

где $Q_{ОКВ}$ – тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИВВП, Гкал, $k_{ЭК}$ – коэффициент экономичности работы ТЭЦ в зависимости от динамики отбора пара на нужды теплоснабжения (определен в разделе 3.1.), $T_{ТТЭЦ}$ – себестоимость тепловых потерь с охлаждающей конденсатор водой, руб.

Таким образом, в текущем разделе выработан алгоритм оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения на ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой теплоснабжения и комбинированной выработкой электрической энергии с последующей ликвидацией сетей ГВС и ЦТП [32].

3.3 Программно-расчетный комплекс «Transition2ИТР»

На основании предлагаемого алгоритма укрупненного расчета влияния перевода системы горячего водоснабжения от ИВВП разработан программный комплекс на базе программного обеспечения MS OfficeExcel с VBA программированием.

5

Программный комплекс "Переход на ИТП"

Укрупненный расчет эффекта от перехода на ИТП (ИВВП) по системе теплоснабжения _____
название муниципального образования

Описание системы централизованного теплоснабжения (СЦТ)
Примечание: Энергетическая система рассматривается в одной СЦТ. Если СЦТ несколько, то расчет производится для каждой отдельно.

Теплоснабжающая организация (ЕТО) _____ Несколько
 Теплосетевая организация (при наличии отдельной от ЕТО) _____ Несколько
 Источники теплоснабжения (ТЭЦ, котельные и пр.) _____ Несколько
 Полный год до перехода на ИТП _____
 Расчет производится по заказу _____

Разработчики: Запольская И.Н.
Шаповалов С.К.
Лапин К.В.

Рисунок 3.4. Интерфейс титульного листа ПКР «Transition2ИТР»

Программно-расчетный комплекс «Transition2ИТР» предназначен для проведения укрупненного расчета экономического эффекта при переводе горячего водоснабжения от индивидуальных водо-водяных подогревателей для систем теплоснабжения с закрытой схемой горячего водоснабжения преимущественно с комбинированной выработкой электрической энергии.

ПК «Transition2ИТР» позволяет:

1. Оценить эффект, который может быть получен в совокупности многоквартирными домами, присоединенными к ЦТП, после перехода на ИТП с ИВВП.
2. Оценить эффект, который может быть получен тепловыми сетями, присоединенными к ТЭЦ через ЦТП, после перевода системы ГВС на ИТП.
3. Оценить эффект, который может быть получен тепловыми электрическими станциями после перевода системы ГВС на ИВВП.

Программный комплекс рекомендуется к использованию теплоснабжающими организациями, муниципальным органам власти, управляющим компаниям и ТСЖ

при принятии решения о переводе системы горячего водоснабжения от ИТП с ИВВП (без учета влияния установки узлов погодного регулирования).

Для проведения укрупненного расчета в ПК необходимо заполнить следующие вводные данные:

1. По МКД:

- общее количество МКД, запитанных от ЦТП в разрезе года постройки;
- общая площадь выбранных МКД;
- фактический объем потребления тепловой энергии на ГВС за год, предшествующий установке ИВВП;
- общий фактический объем потребления тепловой энергии на отопление и ГВС за год, предшествующий установке ИВВП;
- действующие тарифы на тепловую энергию.

2. По тепловым сетям:

- протяженность сетей ГВС;
- объем утечки теплоносителя в сетях ГВС;
- количество ЦТП;
- нормативные технологические затраты электрической энергии на ЦТП;
- тарифы на тепловую энергию для компенсации потерь тепловой энергии, теплоноситель, электрическую энергию.

3. По источникам теплоснабжения (ТЭЦ):

- полезный отпуск тепловой энергии от станции за год, предшествующий переходу на ИВВП;
- тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой за год, предшествующий переходу на ИВВП;
- себестоимость тепловых потерь.

4. Ежегодные и капитальные затраты, необходимые для перевода горячего водоснабжения от ИВВП (стоимость ИВВП, стоимость обслуживания ИВВП, стоимость перекладки тепловых и водяных сетей и пр.).

5. Ежегодные и капитальные затраты, которые несут элементы системы теплоснабжения до перехода на ИВВП (содержание и замена сетей ГВС, содержание ЦТП и пр.).

Структура программного-расчетного комплекса «Transition2ITP» состоит из 5 блоков:

1. Ввод первичных данных, в том числе в разрезе многоквартирных домов.

Расход тепловой энергии по -, название муниципального образования

Номер и адрес ЦТП*	Адрес объекта*	Номер договора*	Наименование жилищной организации*	Год постройки объекта	Общая площадь, м ²	Этажность*	Итого потребление тепловой энергии на ГВС за год, Гкал	Итого общее потребление тепловой энергии за год, Гкал

Рисунок 3.5. Лист «Загрузки данных по МКД»

Ввод данных (1 из 5) - Данные по многоквартирным домам ✕

Год постройки

	до 1980 г.	1980-2000 г.	после 2000 г.	Итого
Общее количество МКД по энергосистеме (Nмкд)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Общая площадь (S), м ²	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Объем потребления тепловой энергии на ГВС до установки ИТП за год (Q _{гвс}), Гкал	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Объем потребления тепловой энергии всего до установки ИТП за год (Q _{гвс+ов}), Гкал	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Рисунок 3.6. Форма для ввода данных (1 из 5) -Данные по многоквартирным домам (МКД)

Ввод данных (2 из 5) - Данные по сетям ГВС ✕

Протяженность сетей ГВС (L _{гвс}), п.км.	<input type="text"/>
Потери теплоносителя до перехода на ИТП за год (G _{тв}), т.	<input type="text"/>
Количество ЦТП (N _{цтп}), шт.	<input type="text"/>
Нормативные технологические затраты электрической энергии насосной станцией (ЦТП) в год, кВтч/год	<input type="text"/>
Общее количество потерь тепловой энергии в год, Гкал	<input type="text"/>
Процент потерь тепловой энергии, %	<input type="text"/>

Рисунок 3.7. Форма для ввода данных (2 из 5) – Данные по сетям ГВС

Ввод данных (3 из 5) - Данные по источникам теплоснабжения (для ТЭЦ)

Источник 1 Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП ($Q_{тэ}$), Гкал Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП ($Q_{окв}$), Гкал Себестоимость тепловых потерь ($T_{тпгэц}$), руб.	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
Источник 2 Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП ($Q_{тэ}$), Гкал Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП ($Q_{окв}$), Гкал Себестоимость тепловых потерь ($T_{тпгэц}$), руб.	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
Источник 3 Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП ($Q_{тэ}$), Гкал Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП ($Q_{окв}$), Гкал Себестоимость тепловых потерь ($T_{тпгэц}$), руб.	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
Источник 4 Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП ($Q_{тэ}$), Гкал Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП ($Q_{окв}$), Гкал Себестоимость тепловых потерь ($T_{тпгэц}$), руб.	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
Источник 5 Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП ($Q_{тэ}$), Гкал Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП ($Q_{окв}$), Гкал Себестоимость тепловых потерь ($T_{тпгэц}$), руб.	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>

Прим.: тепловые потери и себестоимость тепловых потерь вносится только для ТЭЦ

Рисунок 3.8. Форма для ввода данных (3 из 5) – Данные по источникам теплоснабжения

Ввод данных (4 из 5) - Данные о тарифах

Тарифы на	
- тепловую энергию $T_{тэ}$, руб./Гкал	<input type="text"/>
- на потери тепловой энергии $T_{тп}$, руб./Гкал	<input type="text"/>
- на теплоноситель $T_{тн}$, руб./т.	<input type="text"/>
- на электрическую энергию $T_{ээ}$, руб./кВт·ч	<input type="text"/>

Рисунок 3.9. Форма для ввода данных (4 из 5) – Данные о тарифах

Ввод данных (5 из 5) - Затраты

Для тепловых сетей		
Ежегодное обслуживание ЦТП	<input type="text"/>	руб.
Ежегодное обслуживание сетей ГВС	<input type="text"/>	руб.
Единовременные затраты на обновление сетей ГВС	<input type="text"/>	руб.
Единоразовые расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Ежегодные расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
<input type="button" value="Рассчитать"/>		
Для МКД		
Единоразовые расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Ежегодные расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Итого:	<input type="text"/>	руб.
<input type="button" value="Рассчитать"/>		
Для источников теплоснабжения (при наличии)		
Единоразовые расходы до перехода на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Ежегодные расходы до перехода на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Единоразовые расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
Ежегодные расходы при переходе на ИТП	<input type="text"/>	руб.
<input type="button" value="Справка"/> <input type="button" value="Далее"/>		

Рисунок 3.10. Форма для ввода данных (5 из 5) – Затраты

Единоразовые расходы при переходе на ИТП	
Переключки сетей холодного и горячего водоснабжения	<input type="text"/> руб.
Диспетчеризация тепловых сетей после вывода ЦТП	
Количество объектов для диспетчеризации	<input type="text"/> шт.
Средние затраты на 1 объект	<input type="text"/> руб.
Затраты на диспетчеризацию	<input type="text" value="0"/> руб.
Прочие расходы	<input type="text"/> руб.
Итого:	<input type="text" value="0"/> руб.
Справка	Назад Расчет

Рисунок 3.11. Дополнительная форма для расчета единоразовых расходов при переходе на ИТП

Единоразовые расходы при переходе на ИТП для МКД	
Количество ИТП	<input type="text" value="0"/> шт.
Стоимость ИТП с установкой	<input type="text"/> руб./шт.
Затраты на установку ИТП	<input type="text" value="0"/> руб.
Прочие расходы	<input type="text"/> руб.
Итого	<input type="text" value="0"/> руб.
Справка	Назад Расчет

Рисунок 3.12. Дополнительная форма для расчета единоразовых расходов при переходе на ИТП для МКД

Ежегодные расходы до перехода на ИТП	
Тариф на обслуживания в МО на 1 кв.м.	<input type="text"/> руб./кв.м
Ежегодное обслуживание ИТП для МКД	<input type="text"/> руб.
Прочие расходы	<input type="text"/> руб.
Итого	<input type="text"/> руб.
Справка	Назад Расчет

Рисунок 3.13. Дополнительная форма для ежегодных расходов при переходе на ИТП

2. Установление коэффициентов для проведения расчетов – коэффициент снижения потребления тепловой энергии МКД и коэффициент снижения потерь тепловой энергии после ликвидации сетей ГВС (согласно расчету, представленному в разделе 3.1.).

3. Алгоритм расчета технико-экономических показателей для каждого элемента системы теплоснабжения (МКД, тепловые сети, источник теплоснабжения) после перевода горячего водоснабжения от ИВВП.

В данном блоке программного комплекса проводится обобщающий расчет технико-экономических показателей системы теплоснабжения после перехода на ИТП с ИВВП как для многоквартирных домов, тепловых сетей, источников теплоснабжения, так и для системы теплоснабжения в целом (согласно формулам, представленным в разделе 3.2.).

4. Алгоритм расчета срока окупаемости проекта с учетом новых технико-экономических показателей и необходимых затрат [32].

В блоке проводится расчет срока окупаемости модернизации системы горячего водоснабжения путем перевода приготовления горячей воды непосредственно к потребителю путем установки ИТП с ИВВП, ликвидацией сетей ГВС и ЦТП.

Для оценки срока окупаемости рассчитывается простой срок окупаемости. Простой срок окупаемости инвестиций считается упрощенным базовым вариантом расчета, который помогает быстро вычислить результат и принять решение о том, стоит ли вкладываться в бизнес. Полученный показатель представляет собой временной период, в течение которого чистая прибыль покроет сумму инвестиций. Для определения простого срока окупаемости инвестиций (PP) используется формула:

$$PP = \frac{IC}{CF} \quad (3.17)$$

где PP – простой срок окупаемости; IC – сумма инвестиций в проект; CF – планируемая ежегодная прибыль.

Нормативный срок окупаемости в энергетике экспертно определен в размере 8 лет. Позже выяснилось, что срок в 8 лет соответствует: среднему времени от

возникновения научно-технической идеи до ее воплощения «в металле»; среднему сроку «старения» (устаревания) новой техники. Последнее обстоятельство особенно важно, поскольку если дополнительные капиталовложения не окупаются за принятый нормативный срок, то на них не следует идти ввиду того, что новая техника (очевидно, примененная в этом более капиталоемком варианте) через 8 лет уже устареет. Однако по мере ускорения научно-технического прогресса и более быстрого старения новой техники этот норматив был изменен и принят равным 6,7 лет [152].

5. Последний модуль предполагает получение отчета по результатам проведенных расчетов (Приложение 4).

В отчете представлены свод ключевых параметров проекта, необходимых заинтересованным организациям для принятия решения о переводе системы горячего водоснабжения на ИВВП.

Таким образом, в результате проведенного во второй главе анализа изменения ключевых показателей работы элементов системы теплоснабжения г. Казани за июнь-август 2021г. по сравнению с аналогичным периодом 2015г. был разработан алгоритм проведения оценки влияния перевода горячего водоснабжения от ИВВП путем разработки формул и установлению значений коэффициентов снижения потребления тепловой энергии на ГВС и снижения потерь тепловой энергии в сетях ГВС. Данный алгоритм положен в основу программно-расчетного комплекса «Transition2ITP».

Разработанный программно-расчетный комплекс позволяет провести оценку влияния перевода горячего водоснабжения на ИВВП на систему теплоснабжения города с закрытой схемой горячего водоснабжения с преимущественно комбинированной выработкой электрической энергии.

Выводы по главе 3.

1. Разработаны коэффициенты эффективности для оценки влияния перевода системы ГВС на ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС преимущественно с комбинированной выработкой электрической энергии.
2. Рассчитан посредством методов математической статистики коэффициент снижения теплопотребления МКД после перевода горячего водоснабжения от ИВВП с учетом года постройки МКД до и после 1980 года постройки.
3. Рассчитан коэффициент снижения тепловых потерь $k_{тп}$.
4. Рассчитан коэффициент экономичности работы ТЭЦ в зависимости от динамики отбора пара на нужды теплоснабжения.
5. Разработана методика оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения на ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой теплоснабжения и комбинированной выработкой электрической энергии с последующей ликвидацией сетей ГВС и ЦТП.
6. На основании заданного алгоритма разработан программный продукт «Transition2ITP», позволяющий оперативно произвести расчет влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС.

4. ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДА НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОТ ИВВП НА СИСТЕМУ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В целях апробации предложенной методики и алгоритма оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных водо-водяных подогревателей в городах с закрытой схемой ГВС проведем расчет ожидаемого эффекта на примере городов Республики Татарстан: г. Заинск и г. Нижнекамск посредством программно-расчетного комплекса «TRANSITION2ИТП».

При расчете ожидаемого эффекта необходимо обратить внимание на тот факт, что с 2017г. расчет потребления тепловой энергии на нужды ГВС в МКД производится по нормативным значениям, которые ниже фактических значений более чем на 50%.

В таблице 4.1 представлено сравнение фактических и нормативных значений по городам республики Татарстан г. Заинск и г. Нижнекамск.

Таблица 4.1 Сравнение нормативных и фактических значений потребления тепловой энергии на ГВС за июнь-август 2021г. по городам Заинск и Нижнекамск

	г. Нижнекамск	г. Заинск
Нормативный подогрев суммарный по домам, Гкал	148 670,76	1 718,29
Фактический подогрев суммарный по домам, Гкал	223 080,48	2 664,98
Отклонение, %	50,05	55,09

Как видно, нормативные значения существенно занижены, и разница, в конечном счете, остается в потерях у теплоснабжающих организаций. Поэтому в расчетах экономического эффекта от перехода на ИТП необходимо снижение потребления тепловой энергии сопоставлять с фактическим потреблением, а не нормативным.

4.1 Расчет ожидаемого эффекта, получаемого системой теплоснабжения города от перехода на ИВВП, на примере г. Заинск.

Город Заинск - небольшой город в республике Татарстан, расположенный на реке Степной Зай, в 246 километрах от столицы республики. Площадь населенного пункта составляет 25 квадратных километров. Общая численность жителей на 2020 год составляла 39,6 тысяч человек.

Тепловую энергию на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителям города Заинск отпускает Филиал АО "Татэнерго" - Заинская ГРЭС, ООО "Теплосервис" Заинского муниципального района. Отпуск тепловой энергии производится от 3 источников теплоты: Заинская ГРЭС, Котельная ЗСШ №1, Котельная ЗСШ №5.

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) муниципального образования состоит из трех зон действия теплоисточников. Зоны действия СЦТ охватывают большую часть города Заинск.

Основным видом топлива является – газ, резервное топливо – мазут. Питание города от Заинской ГРЭС осуществляется двумя магистралями. Схемы тепловых сетей запроектированы тупиковыми. На ГРЭС принята разделенная схема подачи тепла на промузел и город. Теплоносителем является перегретая вода с температурой 95-62⁰С. Система тепловых сетей – двухтрубная с приготовлением горячей воды в котельных и ЦТП.

Система теплоснабжения г.Заинск состоит из двух тепловых сетей, не связанных между собой:

1. Открытая, питающая старую часть города, кроме одного микрорайона, где горячее водоснабжение осуществляется от ЦТП-4 по сетям централизованного горячего водоснабжения;

2. Закрытая, с тремя ЦТП-1,2,3 для ГВС со своими теплосетями после ЦТП-1,2,3.

В ведении филиала АО «Татэнерго»-Заинская ГРЭС находятся 4 ЦТП.

Регулирование отпуска тепла от ГРЭС центральное, качественно-количественное по отопительному графику. Прокладка тепловых сетей в черте жилой застройки выполнена в непроходных каналах, в рамках промкомзоны – надземная.

Оценка влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП посредством программно-расчетного комплекса «Transition2ITP» по г. Заинск проведена по закрытой системе теплоснабжения с тремя ЦТП-1,2,3. К данной системе теплоснабжения от ЦТП подключено 34 многоквартирных дома.

Сводная первичная информация по системе теплоснабжения, необходимая для проведения расчета, тарифам, а также информация по затратам, которые несут элементы системы теплоснабжения до и после перехода на ИВВП представлена в Приложении 3.

После ввода указанных данных посредством ПРК «Transition2ITP», а также согласно методике и алгоритму, представленному в главе 3, был проведен расчет влияния перевода системы горячего водоснабжения от ИВВП (Приложение 4).

Согласно проведенным расчетам после перехода на ИТП ожидается снижение потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС на 25,9% или на 2,6 тыс. Гкал (на 5,2 млн. руб.). Ожидаемое снижение затрат от снижения тарифа составит 2,1 млн. руб. Общий годовой эффект для 34 многоквартирных домов ожидается в размере 7,3 млн. руб. или 215 тыс. руб. на 1 МКД.

Общий экономический эффект для тепловых сетей в год ожидается в размере 14,5 млн. руб., в том числе: за счет снижения тепловых потерь и потерь теплоносителя на 2,7 млн. руб.; за счет снижения потребления электрической энергии на ЦТП на 0,9 млн. руб.; за счет снижения расходов на содержание и обслуживание ЦТП и сетей ГВС на 10,8 млн. руб.

При этом в процентном отношении снижение потерь тепловой энергии ожидается в размере 4,3%.

Общие капитальные расходы, необходимые для перевода системы ГВС на ИВВП, в целом по системе теплоснабжения ожидаются в размере 52,9 млн. руб., в том числе на установку ИВВП 36,4 млн. руб., 16,5 млн. руб. на перекладку сетей

холодного и горячего водоснабжения, а также организацию диспетчеризации тепловых сетей после ликвидации ЦТП. Ежегодные затраты после перехода на ИВВП складываются только в ежегодном обслуживании ИВВП и составляют 635,37 тыс. руб. в год.

Учитывая, что доля отпуска тепловой энергии в тепловые сети с Заинской ГРЭС небольшая по сравнению с общим объемом выработки тепловой энергии, то в связи со снижением потребления тепловой энергии, снижение экономичности работы станции составит 0,1 млн. руб.

Срок окупаемости рассчитывается по формуле 3.17, как отношение суммы инвестиций (капитальных затрат) на планируемую ежегодную прибыль с учетом текущих затрат. В таблице 4.2. представлены рассчитанные сроки окупаемости для системы теплоснабжения г. Заинск.

Таблица 4.2. Информация о сроке окупаемости проекта перехода на ИВВП для системы теплоснабжения г. Заинск

Наименование	Значение	Ед.изм.
Срок окупаемости (без учета потребления тепловой энергии на отопление)	5,43	лет
Срок окупаемости для тепловых сетей	1,13	лет
Срок окупаемости для источников теплоснабжения	-	лет
Срок окупаемости для системы теплоснабжения	2,54	лет

Полученная информация показывает ожидаемый экономический эффект, который может быть получен системой теплоснабжения города Заинск после перехода на ИВВП.

Согласно расчетам, переход на ИВВП с последующей ликвидацией ЦТП и сетей ГВС является экономически и энергетически эффективным проектом. Мероприятия по модернизации системы ГВС указанным способом должны быть учтены в схеме теплоснабжения города. При этом наибольший экономический эффект получают тепловые сети, следовательно, муниципальные образования совместно с теплоснабжающей организацией должны совместно разработать план

источников финансирования проекта с учетом ожидаемого эффекта, планируемого к получению каждой стороной.

4.2 Расчет ожидаемого эффекта, получаемого системой теплоснабжения города от перехода на ИВВП, на примере г. Нижнекамск.

Город Нижнекамск - крупный город в республике Татарстане, расположенный на берегу реки Камы, в 236 километрах от республиканского центра. Площадь населенного пункта составляет 63,5 квадратных километров. Общая численность жителей на 2020 год составляет 240 тысяч человек.

Система теплоснабжения города является централизованной от источников теплоснабжения ТЭЦ: ОАО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ и ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Система теплоснабжения закрытая.

Как было отмечено в 1 главе, теплоснабжение г. Нижнекамска осуществляется по тепловодам АО «Татэнерго» и тепловым сетям АО «ВКиЭХ». Подготовка горячего водоснабжения производится водоподогревателями на ЦТП, находящимися на балансе АО «ВКиЭХ». Во вновь возводимых домах подготовка горячей воды осуществляется в ИТП.

На балансе предприятия АО «ВК и ЭХ» находятся 95 ЦТП и 560,06 км соединительных и внутриквартальных сетей тепловодоснабжения, в т.ч. сети ГВС 238,2 км. Уровень износа квартальных сетей отопления составляет 42%, а квартальных сетей ГВС – 67%.

Тепловые сети в г. Нижнекамск до ЦТП выполнены двухтрубной прокладкой. После ЦТП тепловые сети проложены четырехтрубной прокладкой.

Оценка влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП посредством программно-расчетного комплекса «Transition2ITP» по г. Нижнекамск проведена по закрытой системе теплоснабжения с тремя ЦТП-1,2,3. К данной системе теплоснабжения от ЦТП подключено 34 многоквартирных дома [105].

Сводная первичная информация по системе теплоснабжения, необходимая для проведения расчета, тарифам, а также представлена в Приложении 3.

После ввода указанных данных посредством ПРК «Transition2ITP», а также согласно методике и алгоритму, представленному в главе 3, был проведен расчет влияния перевода системы горячего водоснабжения от ИВВП (Приложение 4).

Согласно проведенным расчетам после перехода на ИТП ожидается снижение потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС на 24,92% или на 55,5 тыс. Гкал (на 110 млн. руб.). Ожидаемое снижение затрат от снижения тарифа составит 88,9 млн. руб. Общий годовой эффект для 781 многоквартирных домов ожидается в размере 199,5 млн. руб. или 255 тыс. руб. на 1 МКД.

Общий экономический эффект для тепловых сетей в год ожидается в размере 395,5 млн. руб., в том числе: за счет снижения тепловых потерь и потерь теплоносителя на 108,87 млн. руб.; за счет снижения потребления электрической энергии на ЦТП на 8,5 млн. руб.; за счет снижения расходов на содержание и обслуживание ЦТП и сетей ГВС на 239,5 млн. руб.

При этом в процентном отношении снижение потерь тепловой энергии ожидается в размере 22,6%.

Ожидаемое снижение экономичности работы станций составит 8,7 млн. руб.

Общие капитальные расходы, необходимые для перевода системы ГВС на ИВВП, в целом по системе теплоснабжения ожидаются в размере 836,2 млн. руб., в том числе на установку ИВВП 836,2 млн. руб. Предварительно другие затраты теплоснабжающая организация не ожидает. Ежегодные затраты после перехода на ИВВП складываются только в ежегодном обслуживании ИВВП и составляют 14,6 млн. руб. в год.

Срок окупаемости рассчитывается по формуле 3.17, как отношение суммы инвестиций (капитальных затрат) на планируемую ежегодную прибыль с учетом текущих затрат.

Срок окупаемости проекта для г. Нижнекамск по СЦТ с закрытой схемой ГВС на 781 МКД представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Информация о сроке окупаемости проекта перехода на ИВВП для системы теплоснабжения г. Нижнекамск

Наименование	Значение	Ед.изм.
Срок окупаемости (без учета потребления тепловой энергии на отопление)	4,52	лет
Срок окупаемости для тепловых сетей	2,11	лет
Срок окупаемости для источников теплоснабжения	-	лет
Срок окупаемости для системы теплоснабжения	1,46	лет

Полученная информация показывает ожидаемый экономический эффект, который может быть получен системой теплоснабжения города Нижнекамск после перехода на ИВВП.

Согласно расчетам, переход на ИВВП с последующей ликвидацией ЦТП и сетей ГВС является экономически и энергетически эффективным проектом. Мероприятия по модернизации системы ГВС указанным способом должны быть учтены в схеме теплоснабжения города. При этом наибольший экономический эффект получают тепловые сети, следовательно, муниципальные образования совместно с теплоснабжающей организацией должны совместно разработать план источников финансирования проекта с учетом ожидаемого эффекта, планируемого к получению каждой стороной.

4.3 Направления в развитие исследования по оценке влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения городов РФ

Проведенная апробация предложенной в третьей главе методики и алгоритма оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от индивидуальных водоводяных подогревателей в городах с закрытой схемой ГВС на примере г. Заинск и г. Нижнекамск показала энергетический и экономический эффект, ожидаемый после модернизации системы ГВС в системе теплоснабжения данных городов. Снижение потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС в МКД в зоне СЦТ г. Заинск и г. Нижнекамск составило 25,98% и 24,92 %

соответственно, срок окупаемости проектов составил 2,61 лет по г. Заинск и 2,17 лет по г. Нижнекамск.

Необходимо отметить, что при расчете эффективности в анализе участвовали только летние периоды потребления тепловой энергии многоквартирными домами в целях нивелирования влияния температуры наружного воздуха, наличия узлов погодного регулирования.

При этом необходимо отметить, что перечисленные факторы неизбежно оказывают существенное влияние на эффективность системы теплоснабжения городов, как на динамику теплопотребления МКД, надежность и устойчивость работы тепловых сетей и источников тепловой энергии.

Сравнение потребления тепловой энергии на нужды ГВС по г. Казани после перехода на ИТП за 10 месяцев 2015г. и аналогичного периода 2021г. также показал снижение потребления тепловой энергии по 871 МКД, попавшему в выборку на 22%.

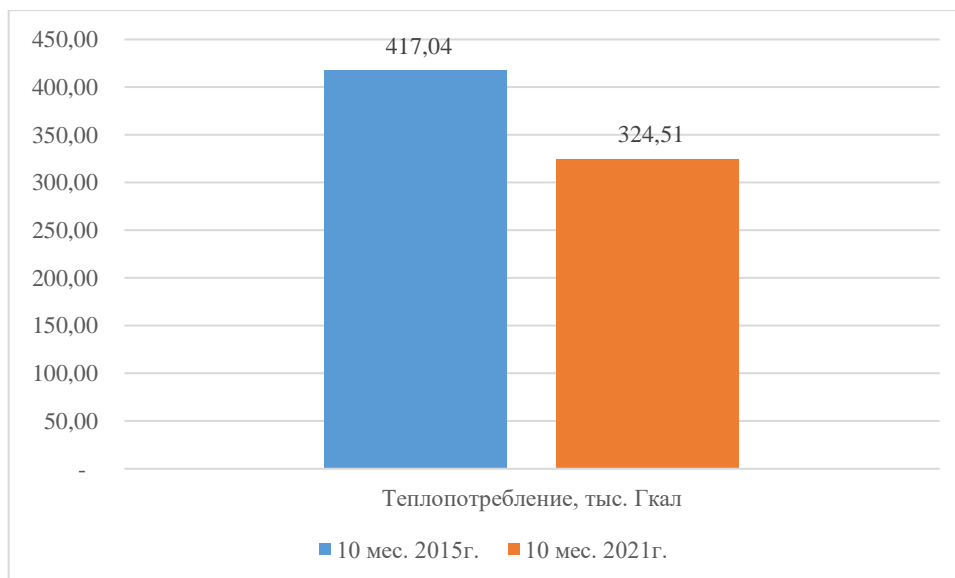


Рисунок 4.1. Сравнение теплопотребления МКД г. Казани после перехода на ИВВП за 10 месяцев 2015г. к 10 месяцам 2021г.

С одной стороны, данная динамика сопоставима с динамикой снижения потребления тепловой энергии на нужды ГВС, которая согласно данным, представленным во 2 главе диссертации, составила 19,8%.

С другой стороны, если провести факторный анализ с учетом влияния отмеченных причин, то можно выявить резервы по повышению потенциала энергосбережения после установки на объекте теплотребления индивидуального водо-водяного подогревателя совместно с узлом погодного регулирования или полностью перехода на независимую схему теплоснабжения как по ГВС, так и по отоплению.

Например, средняя температура воздуха по г. Казани за 10 месяцев 2015 года составила (-1,9⁰С), за 10 месяцев 2021 года температура снизилась почти в два раза и оставила (-3,1⁰С). Если привести потребление тепловой энергии в 2015 году к температуре наружного воздуха 2021г., снижение потребления тепловой энергии при составит 26%.

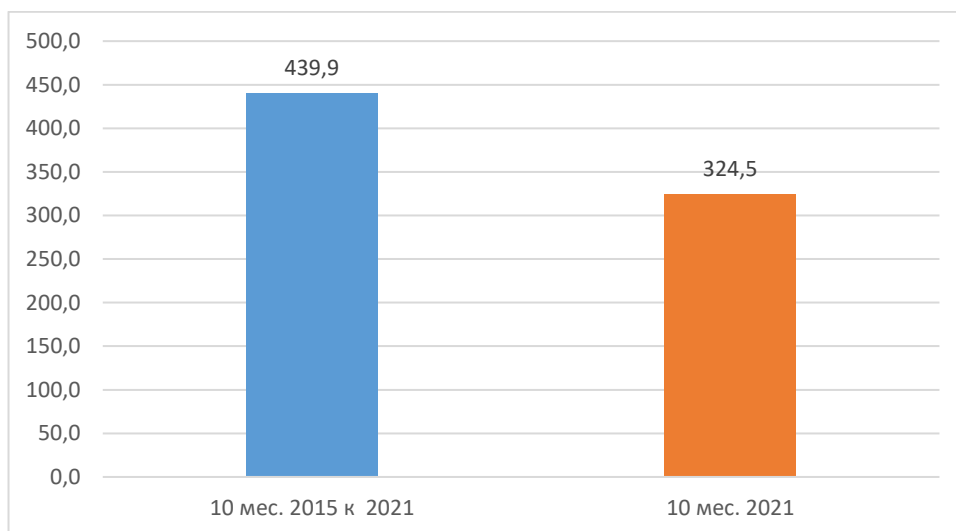


Рисунок 4.2. Сравнение теплотребления МКД г. Казани после перехода на ИВВП за 10 месяцев 2015г. по температуре наружного воздуха 2021г. к 10 месяцам 2021г.

Для проведения такого масштабного комплекса анализа данных необходимо применение современных цифровых технологий, таких как Большие данные, нейронные сети. Но для этого необходим огромный массив данных, который окончательно сформируется к концу 2022г., когда накопится достоверная информация по пилотным городам с закрытой схемой теплоснабжения, в которых была проведена модернизация системы ГВС путем установки ИТП с ИВВП, ликвидацией ЦТП и сетей ГВС.

Для анализа будет использоваться следующая информация:

- теплопотребление до и после перехода на ИТП в разрезе месяцев в разрезе объектов теплоснабжения. Наиболее оптимальный период для анализа 5 лет до и после установки ИТП с учетом регулировки системы после установки;
- потребление холодной воды на нужды ГВС до и после перехода на ИТП в разрезе месяцев в разрезе объектов теплоснабжения;
- динамика температуры подающего и обратного трубопровода до перехода на ИТП;
- информация о температуре наружного воздуха за выбранный период;
- информация о настройках ИТП (температуры нагрева холодной воды, температуры воды, уходящей в тепловую сеть), наличие узлов погодного регулирования и пр.;
- состояние внутридомовых сетей горячего водоснабжения (наличие и отсутствие капитального ремонта);
- почасовые данные с приборов учета до и после перехода на ИТП;
- прочие данные.

Проведенный анализ данных показал много особенностей, которые необходимо учесть при выявлении зависимостей и закономерностей, разработки методики и построения алгоритма. Особенно это важно при обработке данных, в процессе которого выявляются пропуски, аномалии, ошибки, дублирование информации.

Для получения более достоверного результата при многофакторном анализе больших данных требуется применение современных цифровых технологий.

Важным направлением в дальнейшем исследовании влияния перевода горячего водоснабжения от ИТП с ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой системой ГВС является анализ влияния на города с закрытой системой ГВС, источником теплоснабжения в которых являются когенерационные установки или котельные.

В структуре тепловых мощностей доля котельных как городских, так и сельских занимает порядка 70%.

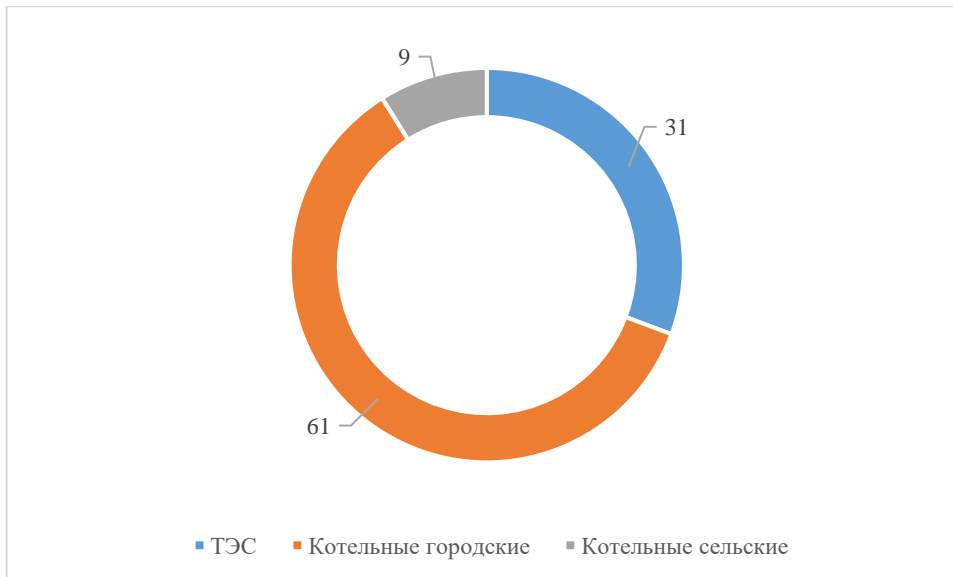


Рисунок 4.3. Структура тепловых мощностей в РФ, %

Несмотря на существующую тенденцию к снижению количества котельных, тем не менее по состоянию на начало 2021г. на территории Российской Федерации функционирует более 76 тыс. котельных с различной мощностью, в том числе 58,9 тыс. с мощностью до 3 Гкал/час.

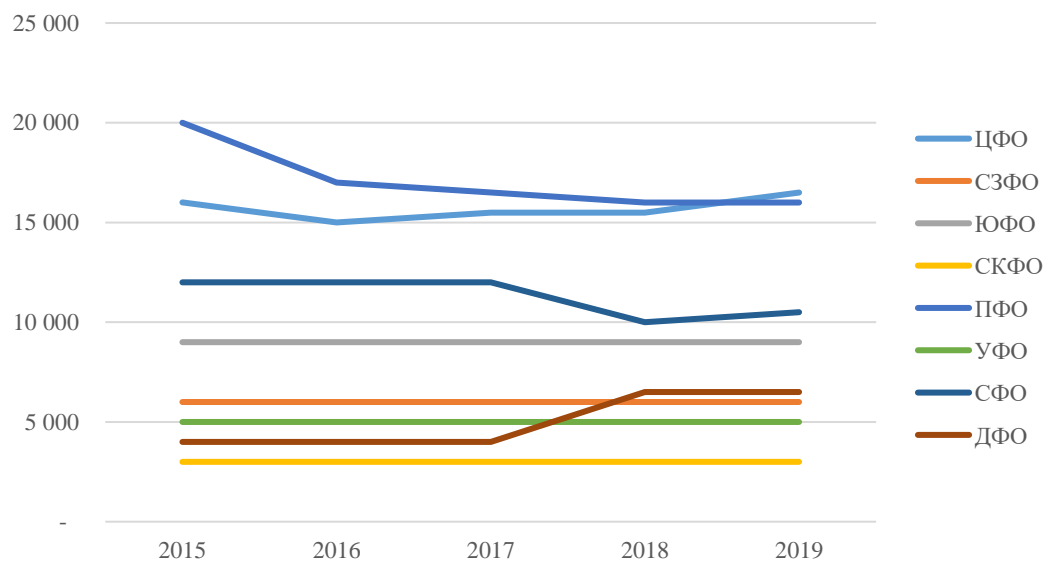


Рисунок 4.4. Динамика количества котельных по федеральным округам, ед. (росстат)

Согласно графику 4.3 наибольшее количество котельных приходится на Приволжский федеральный округ [48].

Следовательно, исследование влияния модернизации системы ГВС в городах и поселениях с закрытой схемой теплоснабжения, источником теплоснабжения в

которых являются когенерационные установки или котельные, также является актуальным, так как состояние сетей отопления и ГВС в населенных пунктах такого типа неудовлетворительно согласно данным, представленным в первом разделе.

Выводы по 4 главе.

1. Проведенный расчет посредством ППК «TRANSITION2ITP» эффекта от модернизации системы ГВС г. Заинск путем перехода на ИВВП показал возможное снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС многоквартирными домами на 25,98%, срок окупаемости данного проекта по системе теплоснабжения города составит 2,54 лет.

2. Проведенный расчет посредством ППК «TRANSITION2ITP» эффекта от модернизации системы ГВС г. Нижнекамск путем перехода на ИВВП показал возможное снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС многоквартирными домами на 24,92%, срок окупаемости данного проекта по системе теплоснабжения города составит 1,46 лет.

3. Дальнейшее исследование влияния модернизации системы ГВС посредством установки ИТП целесообразно проводить с учетом динамики теплопотребления на отопление и иных факторов с использованием цифровых технологий.

4. Учитывая, что доля населенных пунктов, источниками теплоснабжения которых являются котельные (более 70% всех мощностей РФ) достаточно большая, в перспективе планируется провести аналогичное исследование в городах с закрытой схемой ГВС с указанной системой теплоснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с задачами исследований в диссертационной работе получены следующие результаты:

1. Проведен анализ современного состояния системы теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС. Текущее состояние тепловых сетей в регионах РФ крайне неудовлетворительно. Наиболее высокий возраст трубопроводов, как следствие высокий уровень повреждаемости, зафиксирован в регионах с закрытой схемой приготовления горячей воды, более 38 лет (при среднем сроке службы 25 лет). Анализ состояния тепловых сетей и сетей ГВС, в том числе по республике Татарстан показал, что наибольший уровень износа приходится на сети горячего водоснабжения (более 70%).

2. Проведено исследование возможных способов модернизации системы горячего водоснабжения. Повышение надежности системы горячего водоснабжения возможно путем перевода населенных пунктов с закрытой схемой горячего водоснабжения на горячее водоснабжение от ИВВП с последующей ликвидацией сетей ГВС и ЦТП. Модернизация существующих систем горячего водоснабжения путем установки ИВВП на примере г. Казани экономически эффективнее по сравнению с проведением капитального ремонта за счет снижения единовременных инвестиций (в 2 раза) и сокращения затрат на ежегодное обслуживание (на 4 %).

3. Определены основные критерии оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения с ЦТП на ИВВП на работу системы теплоснабжения. В целях нивелирования влияния динамики потребления тепловой энергии на отопление на результаты, анализ перехода на горячее водоснабжение от ИВВП будет проводится за межотопительный период. Оценка влияния перехода на горячее водоснабжение от ИВВП на систему теплоснабжения проводится для городов с закрытой схемой горячего водоснабжения с комбинированной выработкой электрической энергии.

4. На основании данных на примере г. Казани проведена оценка влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения города по выбранным критериям,

получены новые данные об эффективности перехода на индивидуальные водоводяные подогреватели многоквартирными домами городов с закрытой схемой ГВС.

5. Проведена оценка влияния перехода на ИВВП на тепловые сети системы теплоснабжения. Фактическое снижение потерь тепловой энергии и теплоносителя по г. Казани сопоставимо с расчетными данными, снижение тепловой энергии на 4,4% и 5% соответственно, снижение потерь сетевой воды на 77% и 100% теплоносителя соответственно. Отмечается снижение уровня повреждаемости сетей до 0,37 повреждений на 1 п.км, расходов электрической энергии на транспортировку теплоносителя на 40%, эксплуатационных затрат на 326 млн. руб. в год или 4 %, а также рост уровня замены сетей отопления вырос до 4,5%. Срок окупаемости проекта составил 2,3 года.

6. Проведена оценка влияния перехода на ИВВП теплопотребление многоквартирными домами. Отмечается снижение потребления тепловой энергии более чем в 71% МКД после установки ИВВП в среднем на 19,8% при относительно неизменном потреблении холодной воды на нужды ГВС. Снижение потребления тепловой энергии вызвано регулировкой температуры горячей воды путем установки наиболее оптимальных значений в соответствии с требованиями законодательства. Данный факт подтвержден проведенными натурными исследованиями по изменению температуры горячей воды. Влияние на изменение потребления тепловой энергии иных внешних факторов (этажность, расположение МКД, удаленность от ЦТП, площадь помещений) не установлено. Социальный эффект получен за счет создания качественно нового уровня надежности и экономичности системы ГВС для потребителей: обеспечение температуры горячей воды в соответствии с требованием законодательства, возможность ее регулировки под фактические запросы. Период плановых отключений горячей воды соответствует нормативным требованиям.

7. Проведена оценка влияния перехода на ИВВП на источники теплоснабжения. Установлено возможное снижение экономичности работы ТЭЦ на 4,47% за счет снижения отпуска тепловой энергии на 5,59%. При этом снижение полезного

отпуска происходит также в результате реализации федерального закона № 261 об энергоэффективности, а также зависит от температуры наружного воздуха. Суточные колебания расхода сетевой воды, отмечаемые источниками теплоснабжения после перехода на ИВВП, на связаны с установкой ИВВП.

8. Разработаны и рассчитаны коэффициенты эффективности для оценки влияния перевода системы ГВС на ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой ГВС преимущественно с комбинированной выработкой электрической энергии.

9. Разработана методика оценки влияния перевода системы горячего водоснабжения на ИВВП на систему теплоснабжения городов с закрытой схемой теплоснабжения и комбинированной выработкой электрической энергии с последующей ликвидацией сетей ГВС и ЦТП.

10. На основании разработанной методики зарегистрирован программный продукт «Transition2ITP», позволяющий оперативно произвести расчет влияния перехода на ИВВП на систему теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС.

11. Проведена апробация разработанной методики оценки влияния перехода на горячее водоснабжение от ИТП на систему теплоснабжения города на примере городов республики Татарстан: г. Заинск и г. Нижнекамск. Проведенный расчет посредством ППК «TRANSITION2ITP» эффекта от модернизации системы ГВС г. Заинск путем перехода на ИВВП показал возможное снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС многоквартирными домами на 25,98%, срок окупаемости данного проекта по системе теплоснабжения города составит 2,54 лет. По г. Нижнекамск возможное снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС многоквартирными домами составило 24,92%, срок окупаемости данного проекта по системе теплоснабжения города составит 1,46 лет.

12. Дальнейшее исследование влияния модернизации системы ГВС посредством установки ИТП целесообразно проводить с учетом динамики теплопотребления на отопление и иных факторов с использованием цифровых технологий.

13. Учитывая, что доля населенных пунктов, источниками теплоснабжения которых являются котельные (более 70% всех мощностей РФ) достаточно большая,

в перспективе планируется провести аналогичное исследование в городах с закрытой схемой ГВС с указанной системой теплоснабжения.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль.

ТГК - территориальных генерирующих компаний.

ЦТП - центральный тепловой пункт.

ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

ГВС – горячее водоснабжение.

ИВВП - индивидуальный водо-водяной подогреватель.

ТП - тепловой пункт.

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;

МКД – многоквартирные дома.

РСО – ресурсоснабжающая организация;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ТС – тепловые сети;

ТЭЦ – теплоэлектроцентрали;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация.

«ZuluThermo» - информационно-графическая системы «ZuluThermo»

АИТП - автоматизированные индивидуальные тепловые пункты.

NPV - чистый дисконтируемый доход

Индекс прибыльности (PI) – отношение приведенных эффектов к величине дисконтированных капиталовложений

Внутренняя норма рентабельности (IRR) – характеризует интенсивность возврата затраченных средств

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амосов, Н.Т. Оценка технических показателей применения композитных и металлических трубопроводов / К. В. Строгонов, А. В. Федюхин, Ф. Н. Газизов // Computational nanotechnology. – 2018 – № 3. – С. 73 – 90.
2. Аналитическая записка «Анализ целесообразности внедрения автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (АИТП) в г. Казань» // Казань: ООО «КЭР-Инжиниринг», 2016. – 136 с.
3. Ахмерова, Г.М. Проблемы перехода от ЦТП на АИТП в Казани / Г.М. Ах- мерова //Новости теплоснабжения. – 2016. – №5(189). URL: <http://www.ntsni.ru/> ; свободный.
4. Батухтин, А.Г. Моделирование современных систем централизованного теп- лоснабжения / А.Г. Батухтин, А.В. Калугин // Вестник Иркутского государствен- ного технического университета. – 2011. – № 8(55). – С. 84-91.
5. Башмаков, И.А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабже- ния в России и за рубежом / И.А. Башмаков //Новости теплоснабжения. – 2008. – №2 (90). URL: <https://>; свободный.
6. Белинский, С. Я. Теплофикация и теплоэлектроцентрали / С.Я. Белинский // Москва: Энергия, 1976. – 176 с.
7. Бутузов, В.А. Горячее водоснабжение многоэтажных жилых домов. Расчет- ные и фактические расходы тепловой энергии / В.А. Бутузов // Новости теплоснаб- жения. - 2009. - № 4. – С.23–30.
8. Ваньков, Ю.В. Повышение надежности транспортировки тепловой энергии до потребителей в условиях модернизации системы горячего водоснабжения / Ю.В. Ваньков, И.Н. Запольская // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 71. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. – 2020. – Книга 3. –364 с.

9. Глухов, С.В. Новый подход к управлению системами теплоснабжения малых населенных пунктов / С.В.Глухов // Омский научный вестник. – 2015. – №1. – С. 13–24.
10. Ваньков, Ю.В. Снижение энергопотребления при переходе на горячее водо- снабжение от индивидуальных тепловых пунктов / Ю.В. Ваньков // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – №1. – С. 19-27.
11. Витрина статистических данных Федеральной службы государственной статисти- ки РФ [Электронный ресурс] // Федеральная служба государственной статисти- ки. – Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/>; свободный.
12. Воздвиженский, В.Б. Использование циркуляционного потока ГВС для регу- лирования и контроля температуры обратной сетевой воды на ИТП офисных зда- ний / В.Б. Воздвиженский // Новости теплоснабжения. – 2017. – №12 (208). – С.34–40.
13. Волосатова, Т.А. Некоторые вопросы энергоэффективности тепловых сетей в разрезе текущего состояния комплекса ЖКХ России [Электронный ресурс] / Т.А.Волосатова // Инженерный вестник Дона. – 2013. – №4. – С 123–127.
14. Газизов, Ф.Н. Анализ перспектив перехода на закрытую систему горячего во- доснабжения / Ф.Н. Газизов // Международный технико-экономический журнал. – 2018. – № 3. – С. 115 – 122.
15. Газизов, Ф.Н. Выбор критериев для анализа вариантов перевода на закрытую схему ГВС существующих систем теплоснабжения / Ф.Н. Газизов // Научный фо- рум: Технические и физико-математические науки: сб. ст. по материалам XXII междунар. науч.-практ. конф. – Москва: МЦНО. – 2019. – № 3(22). – С. 4–9.
16. Газизов, Ф.Н. Перспективы и проблематика широкого внедрения закрытой схемы приготовления ГВС в населенных пунктах Российской Федерации / Ф.Н. Га- зизов // Энергосбережение – теория и практика: Труды Девятой Международной школы – семинара молодых ученых и специалистов. – Москва: Издательский дом МЭИ. – 2018. – С. 537 – 541.

17. Гершкович, В.Ф. Энергосберегающие системы жилых зданий / В.Ф. Гершкович // Киев: Центр энергосбережения КиевЗНИИЭП, 2006. – 60 с.
18. Гершкович, В.Ф. Пора избавляться от ЦТП / В.Ф. Гершкович // Сантехника, кондиционирование, отопление (С.О.К). – 2006. №3. – С. 43–48.
19. СанПиН 2.1.4.2496–09 Гигиенические требования к обеспечению безопасно-сти систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиН 2.1.4.1074–01. СанПиН2.1.4.2496–09 [Электронный ресурс]. – Введ. – 2009–04–07. – Режим доступа:<https://docs.cntd.ru/document/902156582>; свободный.
20. Горшков, А.С. Износ и повреждение тепловых сетей. Решение проблемы ка-чества и надежности энергоснабжения / А.С. Горшков, П.П. Рымкевич // Энергосбережение. – 2019. – №5. С. 62–72.
21. Гришин, А.П. Резервы экономии электроэнергии на ЦТП / А.П. Гришин // Энергосбережение. – 2007. – № 8. – С.32–35.
22. Дейнеко, С. Индивидуальный тепловой пункт: схемы и решения [Электрон- ный ресурс] / С. Дейнеко - Режим доступа: <https://aw-therm.com.ua/individualnyj- teplovoj-punkt-shemy-i-resheniya/>; свободный.
23. Евтушенко, Д.В. Автоматизированная система управления циркуляционным насосом в закрытых системах горячего водоснабжения / Д.В. Евтушенко // Аллея Науки. – 2017. – №16. – С. 54–60.
24. Еремеев, В.Е. Применение ППУ заводского нанесения для тепловой изоля- ции: возможности и сдерживающие факторы / В.Е. Еремеев // Новости теплоснабжения. – 2018. – №8 (216). – С.40–48.
25. Жила, В.А. Обоснование основных показателей при выборе оптимальной схемы теплоснабжения / В.А. Жила, Ю.Г. Маркевич // Сантехника, кондиционирование, отопление (С.О.К). – 2006. – №8. – С.62–64.
26. Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2014 №188-ФЗ (ред. от 26.07.2019) // Собрание законодательства РФ. – 03.01.2005. - №1 (Часть 1).
27. Жуков, В. К. Экономическая эффективность массового внедрения индивиду- альных тепловых пунктов в городе Елабуге. / В.К. Жуков, И.И. Камалетдинов, А.А.Минаков // Энергосовет. – 2014. – № 5. – С.36.

28. Жуков, В.К. Опыт реализации энергосберегающих проектов, экономически эффективных и для потребителей, и для производителей ресурсов / В.К. Жуков, [и др.] // Новости теплоснабжения. – 2016. – №11(195). – С. 25-28.

29. Закусов, Л.А. Опыт внедрения частотно-регулируемого электропривода в системе теплоснабжения / Л.А. Закусов // Новости теплоснабжения. – 2016. – №9(193) – С.23–26.

30. Запольская, И.Н. Снижение тепловых потерь энергоснабжающей организации модернизацией систем горячего водоснабжения / Запольская И.Н., [и др.] // Вестник КГЭУ. – 2017. – №4(36). – С. 54–64.

31. Запольская, И.Н. Влияние индивидуальных водо-водяных подогревателей на потребление тепловой энергии многоквартирными домами / И.Н. Запольская // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021 – С.146–156.

32. Балабан-Ирменин, Ю.В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей / Ю. В. Балабан-Ирменин, В. М. Липовских, А. М. Рубашов

– Москва: Издательство: «Новости теплоснабжения». – 2008. – 288 с.

33. Звонарева, Ю. Н. Работа системы теплоснабжения при поэтапном внедрении автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов / Ю.Н. Звонарева, Ю.В. Ваньков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т.19. – № 1–2. – С.164–169.

34. Звонарева, Ю.Н. Оптимизация режимов совместной работы двух источников тепла для улучшения экономических показателей. / Ю.Н. Звонарева // Техника и технология.– 2014. – С.114–116.

35. Звонарева, Ю.Н. О разработке методики расчета энергетической эффективности систем теплоснабжения. / Ю.Н. Звонарева, Ю.В. Ваньков // Труды XIII Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия —2018». – 2018 – С.156.

36. Звонарева, Ю.Н. Переход от ЦТП к ИТП / Ю.Н. Звонарева, Ю.В. Ваньков // Энергия - 2015: Труды X Ежегодной Международной научно-технической

конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Иваново - 2015. – С. 32–40.

37. Звонарева, Ю.Н. Теоретические модели систем теплоснабжения / Ю.Н. Звонарева, Ю.В. Ваньков // Энергия -2017: Труды XII Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Иваново - 2017.

– С.76–77.

38. Звонарева, Ю.Н. Изменение параметров работы системы теплоснабжения при поэтапном внедрении АИТП / Ю.Н. Звонарева, К.С. Кузборская // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – №2 (50). – С. 109–118.

39. Зеленцов, Д.В. Применение трубопроводов из различных материалов при проектировании и устройстве систем отопления / Д.В. Зеленцов // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Сборник статей СГАСУ. – Самара, 2016.

– С.318 – 322.

40. Зингер, Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем

/ Н.В. Зингер. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 320 с.

41. Зингер, Н.М. Повышение эффективности работы тепловых пунктов / Н.М. Зингер, В.Г. Бестолченко, А.А. Жидков. - М.: Стройиздат, 1990. – С. 188.

42. Ильин, В.К. Пути модернизации городских тепловых пунктов / В.К. Ильин // Энергосбережение. – 2005. – №6. – С.71–73.

43. Ковалев, А. Инновации в российском теплоснабжении: возможности, барьеры, механизмы [Электронный ресурс] / А. Ковалев, Л.Н. Проскурякова. – Режим доступа: <https://foresight-journal.hse.ru/2014-8-3/134338540.html>; свободный.

44. Ионин, А.А. Теплоснабжение: учеб. для вузов / А.А. Ионин [и др.]. – М.: Стройиздат, 1982. – 336 с.

45. Иоффе, Л.С. Реформа ЖКХ или система централизованного теплоснабжения / Л.С. Иоффе // Инженерные системы. – 2004. – №4. – С. 23–26.

46. Закирова, И. А., Экспериментальное определение эффективности тепловой изоляции тепловых сетей с применением тонкопленочных покрытий. / Н. Д. Чичи-рова // Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т10. – №2. – С.71-80.
47. Доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2019г. Информационно-аналитический доклад [Элек- тронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации, ФГБУ «Рос- сийское энергетического агентство» Минэнерго России. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/20641/155834>; свободный.
48. Казанов, Ю.Н., Организационная и техническая модернизация системы теп- лоснабжения Мытищинского района / Ю.Н. Казанов // Новости теплоснабжения. – 2009. – №12. – Режим доступа: <http://www.ntsн.ru/>; свободный.
49. Ливчак, В. И. Преодоление разрыва между политикой энергосбережения и реальной экономией энергоресурсов / В.И. Ливчак, А.Д. Забегин // Энергосбере- жение. – 2011. – № 4 – С.45–50.
50. Ливчак, В.И. Установка ИТП в зданиях вместо замены изношенного обору- дования в ЦТП и перекладки сетей горячего водоснабжения / В.И. Ливчак // Энер- госбережение. – 2008. – № 1. – С.36–39.
51. Макотрина, Л. В. Энергосбережение в центральных тепловых пунктах / Л.В.Макотрина, Е.В. Селех // Вестник ИрГТУ. – 2012. – № 7 – С. 120–125.
52. Макотрина, Л.В. Обзор энергоэффективных водонагревающих установок / Л.В. Макотрина, Е.В. Селех // Известия высших учебных заведений. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2012. – № 1(2). – С. 61 – 69.
53. Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник.
/ В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б.Хиж. – Москва: Стройиздат. – 1998. – 432 с.
54. Матвеев, В.И. Последствия проведения гидравлических испытаний и альтер- нативные пути обеспечения надежной эксплуатации тепловых сетей / В.И. Мат- веев, С.Я. Алибеков //Новости теплоснабжения. – 2007. – № 8(84) – С.23–30.

55. Мельников, В.М. Методы проектирования современного теплового пункта / В.М. Мельников, М.В. Пурым, Д.С. Карев // Главный энергетик. – 2014. – № 7. – С.30–38.
56. Меренков, А.П. Теория гидравлических цепей / А.П. Меренков, В.Я. Хасилев.
– М.: Наука, 1985. –280 с.
57. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов // Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ, Государственный комитет РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – Москва: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.
58. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери». СО 153- 34.20.523(3)-2003: (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278). [Электрон- ный ресурс]. – Введ. 30.06.2003. – Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1574; свободный.
59. Хасилев, В.Я. Методы и алгоритмы расчета тепловых сетей / В.Я. Хасилев [и др.] Под общ. ред. Хасилева В.Я. и Меренкова А.П. – М.: Энергия, 1978. –176 с.
60. Митюшин, В.С. Развитие электроэнергетики России на долгосрочную пер- спективу и новые задачи энергетического машиностроения / В.С. Митюшин, Л.Н. Моисеева, Ю.К. Петреня // Теплоэнергетика. – 2008. – №1 – С.43-50.
61. Системы распределения бытового горячего водоснабжения. Метод расчёта энергопотребления и эффективности: Национальный стандарт РФ ОКС 91.140.80.
– Введ. 2016-07-01.
62. Николаев, А.А. Справочник проектировщика/ А.А. Николаев. – Москва: Издательство литературы по строительству, 1965. – 358 с.
63. Николаев, Ю.Е. Топливная экономичность действующих региональных ТЭЦ

/ Ю.Е. Николаев, И.А. Вдовенко // Новости теплоснабжения. – 2018. – №3 (211).
– Режим доступа: <http://www.ntsnn.ru/>; свободный.

64. Новая технологическая революция: вызовы и возможности для России. Экспертно-аналитический доклад / под науч. рук. В.Н. Княгинина. – Москва: Центр стратегических разработок, 2017. – 136 с.

– Гершкович, В.Ф. Об опыте модернизации теплоснабжения [Электронный ресурс] / В.Ф. Гершкович // Новости теплоснабжения. – 2012. – №08 (144). – Режим доступа: www.ntsnn.ru/8_2012.html, свободный.

65. Шумски, С. О повышении энергетической эффективности системы теплоснабжения Варшавы [Электронный ресурс] / С. Шумски, А. Цудны // Новости теплоснабжения. – 2011. – №10 (134). – Режим доступа: http://www.ntsnn.ru/10_2011.html, свободный.

66. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.11.2017 N 1550/пр «Об утверждении Требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71868640/>, свободный.

67. Обработка экспериментальных данных: курс лекций [Электронный ресурс] / сост. А.В. Ильющонок. – Минск: КИИ МЧС Республика Беларусь, 2010. – С.38. – Режим

доступа:

<https://web.ucp.by/file/umk/OED/Literatura/Teoria/%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%86%D0%B8%D0%B9%20%D0%9D0%B1%D1%80%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BA%D0%B0%20%D0%AD%D0%94.pdf>, свободный.

68. Панфилов, В.И. Повышение эффективности тепловых пунктов технологических систем здания: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.14.01 / Панфилов Виталий Иванович ; Красноярск, ФГОУ ВПО «СФУ», 2009. – 153 с.

69. Пекелис, Г. Б. Влияние условий теплоснабжающей системы на параметры схем горячего водоснабжения / Г.Б. Пекелис, И.Г. Рогачев // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1971. – № 7. – С. 54-59.

70. Плешивцев, В.Г. Анализ влияния скорости коррозии на изменение конструктивной прочности труб тепловых сетей и установление кинетической зависимости влияния этих изменений на уровень напряжений при рабочих и испытательных давлениях / В.Г. Плешивцев [и др.] // Водоочистка. Водоподготовка. Водоснабжение.

– 2009. – № 3. – С. 43 –51.

71. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Москва: Новости теплоснабжения, 2008 . – 448 с.

72. Постановление Правительства Российской Федерации от 12.02.1999 г. № 167

«Об утверждении Правил пользования системами коммунального водоснабжения и канализации в Российской Федерации (с изменениями от 8 авг. 2003 г., 13 февр., 23 мая 2006 г.) [Электронный ресурс]. – 12.02.1999 . – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22041/, свободный.

73. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 (ред. от 03.04.2018) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902332189>, свободный.

74. Постановление Правительства РФ от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60527/, свободный.

75. Потапенко, Е.А. Разработка структуры автоматического регулятора в системах теплоснабжения зданий и сооружений для повышения энергосбережения/ Е.А.Потапенко, А.С. Солдатенков // Вестник БГТУ им. В.Г.

Шухова. – 2011. – №2. – С. 155–160.

76. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 17.03.2014г. № 99/пр «Об утверждении методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70742916/>, свободный.

77. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» [Электронный ресурс]. – 30.12.2008. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/195152/>, свободный.

78. Сазанов, Б.В. Промышленные теплоэнергетические установки и системы / Б.В. Сазанов, В.И. Ситас – Москва: Издательский дом МЭИ, 2014. – 275 с.

79. Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М: Издательский дом МЭИ, 2007. – 632 с.

80. Прогноз развития энергетики России и мира до 2040 года [Электронный ресурс]// ИНЭИ РАН, АЦ. – 2013. – Режим доступа: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>, свободный.

81. Пузаков, В.С. Анализ разработки схем теплоснабжения в РФ / В.С. Пузаков // Водоснабжение и санитарная техника. – 2015. – №7. – С. 4–13.

82. Пырков, В. В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование / В.В. Пырков. – К.: И ДП «Такісправи», 2008. –252 с.

83. Разговоров, А.С. Технические методы снижения теплосодержания в обратном трубопроводе ГВС / А.С. Разговоров // Журнал «Новости теплоснабжения». – 2019. – № 4(220) – С. 45–50.

84. РД 153-34.1-17.465-00 Методические указания по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях[Электронный ресурс]. 2000. Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=2215, свободный.

85. Рожков, Р.Ю. Управление режимом теплоснабжения в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «Теплосеть Санкт-Петербурга» / Р.Ю. Рожков // Новоститеплоснабжения. – 2012. – № 1(137) – С.34-41.

86. Ротов, П.В. Оптимизация режимов работы систем горячего водоснабжения / П.В. Ротов // Новости теплоснабжения. – 2013. – №01(149) – С.12-20.

87. Ротов, П.В. Способы регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения. Перспективы развития, Способы регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения. Перспективы развития [Электронный ресурс] / П.В. Ротов // "Новости теплоснабжения". – 2007. – №2 (78). – Режим доступа: www.ntsni.ru, свободный.

88. Ротов, П.В. Технология регулирования нагрузки системы горячего водоснабжения / П.В. Ротов, А.А. Сивухин, д.т.н. В.И. Шарапов // Новости теплоснабжения. – 2016. – №9(193) – С.32-40.

89. Савина, Н.В. Управление теплосбережением: современные индивидуальные тепловые пункты / Н.В. Сафина, Е.Ю. Артюшевская // Вестник Амурского государственного университета. Серия: естественные и экономические науки. – 2017. – №79. – С.55–59.

90. Семенов, А.Г. Защита от коррозии трубопроводов тепловых сетей / А.Г. Семенов // Новости теплоснабжения. – 2017. – №11(207) – С.45-50.

91. Семенов, В.Г. Нормативы на подогрев горячей воды / В.Г. Семенов // Новости теплоснабжения. – 2018. – №6-7(213-214) – С.23-30.

92. Семенов, В.Г. Ценообразование по горячей воде в многоквартирных домах / В.Г. Семенов // Энергосовет. – 2011. – № 4(17) (20-22) – С.45-50.

93. Семенов, В.Г. Индивидуальные тепловые пункты нового поколения / В.Г. Семенов, В.Г. Барон, А.С. Разговоров // Энергосбережение. – 2017. – №7. – С. 30–37.

94. Сиваев, С.Б. Институциональные проблемы повышения энергоэффективности жилищного и бюджетного секторов / С.Б. Сиваев [и др.]. – Москва: Фонд Института экономики города, 2010.

95. СНиП 2.04.01.-85* Внутренний водопровод и канализация зданий [Электронный ресурс] // Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2000. – С.60. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/52002431>, свободный.

96. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. [Электронный ресурс] / Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2000. – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=715, свободный.
97. СанПиН 2.1.4.2496–09 Гигиенические требования к обеспечению безопасно-сти систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиН 2.1.4.1074–01. СанПиН 2.1.4.2496–09 [Электронный ресурс]. – Введ. – 2009–04–07. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902156582>, свободный.
98. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 427 с.
99. Сорокин, В.Г. Современные системы теплоснабжения. Опыт Магнитки / В.Г. Сорокин, Я.М. Щелоков // Новости теплоснабжения. – 2016. – №5 (189). Режим доступа: <http://www.ntsн.ru/>; свободный.
100. СП 124.13330.2012. Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 [Электронный ресурс]. – Введ. – 2013. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200095545>; свободный.
101. Стенников, В.А. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития / В.А. Стенников, А.В. Пеньковский // ЭКО. – 2019. – №3. – С.8–20.
102. Распоряжение Правительства РФ от 26.01.2016 №80-р «Об утверждении Стратегии развития жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на период до 2020 года» [Электронный ресурс]. – 26.01.2016. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420332147>; свободный.
103. Схема теплоснабжения г. Нижнекамск по 2028 год // ООО «КЭР-Инжиниринг». – Казань, 2018.
104. Схема теплоснабжения муниципального образования г.Набережные Челны. актуализация на 2019 год» // ООО «ВИД-Энерго». – Москва, 2018.
105. Схема теплоснабжения муниципального образовательного города Казани по 2033 год // ФГБОУ ВО КГЭУ. – Казань, 2017.
106. Сазанов, Б.В. Тепловые электрические станции / Б.В. Сазанов. – Москва: Энергия, 1974. – 224 с.

107. Аксенов, М.А. Тепловые сети / М.А. Аксенов. – М: Издательство «Энергия», 1965. – С352.
108. Терлецкая, А.С. О выборе проектных решений присоединения систем теплоснабжения современных высотных жилых зданий повышенной этажности /А.С. Терлецкая //Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – №3. – С.40–41.
109. Федеральный закон от 07.12.2011 №416-ФЗ «О водоснабжении и водо-отведении» [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ. – 07.12.2011. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_122867/, свободный.
110. Федеральный закон от 27.07.2010 №190 (ред. от 3 февр. 2014 г.) «О теп- лоснабжении» [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ. – 27.07.2010. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975/; свободный.
111. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ. – 23.11.2009. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/; свободный.
112. Федеральный закон от 18.07.2011 №215-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ.– 18.07.2011. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_116956/; свободный.
114. Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ (ред. от 29.12.2017) «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 06.03.2018) [Электронный ресурс] // Собрание законодательства РФ. – 06.10.2003., ст.14. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_44571/; свободный.
115. Федюхин, А.В. Применение прикладных программных средств для

решения задач промышленной теплоэнергетики: учебное пособие / А.В. Федюхин [и др.]. – Москва: Издательство МЭИ, 2016. – 88 с.

116. Фиалко, И.Ф. Привлечение населения к регулированию и учету тепло-вой энергии. Опыт республики Беларусь / И.Ф. Фиалко, И.В. Шестерень // Энерго-сбережение. – 2013. – № 3. – С. 44-51.

117. Чичерин, С. В. Оценка потерь от ежегодных плановых отключений го-рячего водоснабжения в г. Омске / С.В. Чичерин, В.М. Лебедев, С.В. Глухов // Энергетик. –2017. – №3. – С. 25–26.

118. Шалагинова, З.И. Математическая модель для расчета теплогидравли-ческих режимов тепловых пунктов теплоснабжающих систем / З.И. Шалагинова //ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА. – 2016. – № 3. – С. 69–80.

119. Шарапов, В.И., Ямлеева Э.У. Технологии защиты сетевой и подпиточ-ной воды от аэрации / В.И. Шарапов, Э.У. Ямлеева. – Москва: Издательство "Новости теплоснабжения", 2012. – 176 с.

120. Шафлик, В. Современные системы горячего водоснабжения / В. Ша-флик // Киев: ДанфоссТОВ, 2010. – 145 с.

121. Шеин, И.С. Некоторые вопросы оптимизации функционирования го-родского теплового узла / И.С. Шейн, А.В. Извеков // Радиоэлектроника, электро-техника и энергетика. Тез. докл. Шестнадцатой Международной научн.-техн. кон-ференции студентов и аспирантов: В 3-х т. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. –156 с.

122. Шилкии, М.В. Экономические аспекты внедрения индивидуальных тепловых пунктов / М.В. Шилкии //Энергосбережение. – 2007. – №3. – С. 12–15.

123. Ширипов, А.Я. Энергосберегающие и энергоэффективные техноло-гии - основа энергетической безопасности / А.Я. Ширипов //АВОК. – 2006. – №4. –С. 4–6.

124. Шищенко, В.В. Анализ современных требований к качеству и количе-ству воды для систем централизованного теплоснабжения [Электронный ресурс] / В.В, Шищенко// Новости теплоснабжения. – 2007. – №11(87). – Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2488, свободный.

125. Рогалев, Н.Д. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Рогалев Н.Д [и др.] ; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2014. – 288 с.
126. Родичев, Л.В. Снижение ресурса эксплуатации безопасности тепловых сетей и методы их защиты. СПб: издательство СПбГПУ, 2002. –168 с.
127. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р. «Об Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035» [Электронный ресурс]. – 2020. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/74248810/>, свободный.
128. Звонарева, Ю.Н. Эффективность систем теплоснабжения при внедрении АИТП: монография / Ю. Н. Звонарева, Ю. В. Ваньков // Казань : Издательство Казанского федерального университета, 2019. – С.142.
129. Юрченко, В.А. Повышение энергоэффективности и надежности централизованного теплоснабжения в Альметьевске. Опыт теплоснабжающей организации Татарстана / В.А. Юрченко // Энергосовет. – 2014. – № 5 (36). – С. 21–25.
130. Antonio, S. Ibáñez Sustainable Energy Technologies and Assessments 5 / Antonio S. Ibáñez, José I. Linares, María M. Cledera, Beatriz Y. Moratilla. – 2014. – P.37–43.
131. Byun, S. Study on the optimal heat supply control algorithm / S. Byun [at al.] // Energy. – Elsevier. – vol. 86(C). – P.247–256.
132. Vankov, Y. Hydraulic Modes of Heat Supply Systems Under Weather Control by Automated Individual Heat Points / Y. Vankov, E. Izmaylova // Lecture Notes in Electrical Engineering - 2021. - 729 LNEE - P. 293–305
133. Fu, D.Z. Development of optimization model for fuel supply in district heating system based on environment and heat demand joint constraints. Applied mechanics and materials / D.Z. Fu, G.H. Huang. – 2014. – Vol. 535. – P.309-314.
134. Gabrielaitiaene, I. Evaluation of approaches for modeling temperature wave propagation in district heating pipelines. Heat transfer engineering / I. Gabrielaitiaene, B.Sunden, B. Bohm. – 2008. – No.1. – P.45-46.

135. Haller, MY. Methods to determine stratification efficiency of thermal energystorage processes – review and theoretical comparison. *Sol Energy*. / MY. Haller [at al.].– 2009. – 83:1847. – P.60.
136. Karlsson, K. B. Heat supply planning for the ecological housing communityMunksøgård / K.B. Karlsson, S.N. Petrović, R. Næraa // *Energy*. – 2016. – Vol. 115. Part3. – P.1733–1747.
137. Lake, A. Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* / A. Lake, B. Rezaie, S. Beyerlein.– 2017. – Vol. 67. – P.417-425.
138. Markussen, M. Heat Pumps for Domestic Hot Water Preparation in Connec-tion with Low Temperature District Heating, Tech. Rep / M. Markussen [at al.]. – 2013.
– October. – EUDP 11-I, J. nr. 64011-0076, Grontmij.
139. Marecki, Jacek. The optimization of development and cooperation betweencombined heat and power stations and heating plants in covering the heat demand in towns / Jacek Marecki // Доклад на VII мировой энергетической конференции . – Москва,1968. – P. 156.
140. Morvaj, B. Optimizing urban energy systems: Simultaneous system sizing, operation and district heating network layout / B. Morvaj, R. Evins, J. Carmeliet // *En- ergy*. – 2016. – Vol. 116. Part 1. – P.619–636.
141. Putz, S. Smart Heat Supply in Austria within the PITAGORAS Project / S. Putz, P. Reiter, R. Söll // *Energy Procedia*. – 2016. – Vol. 91. – P.573-577.
142. Smith, A.D. Benefits of thermal energy storage option combined with CHP system for different commercial building types / AD Smith, FJ Mago, N. Fumo // *Sus- tEnergy Technol Assess*. – 2013. – P.13–12.
143. Tian, Y. Connection Method between Urban Heat-supply Systems Based onRequirement of Limited-heating / Y. Tian, Z. Zhou, Z.Wang // *Procedia Engineering*. – 2016. – Vol. 146. – P.386–393.
144. Zapolskaya, I.N.The Impact of the Transition of Hot Water “Preparation” byMeans of Automated Individual Heating Points on the Efficiency of Heat Supply

Sources in Kazan / I.N. Zapolskaya, Y.V. Vankov, Y.N. Zvonareva; In: Radionov A.A., Gasiyarov V.R. (eds) // Advances in Automation II. RusAutoConf 2020. Lecture Notes in Electrical Engineering. – 2021. – Vol 729. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-71119-1_8.

145. Zapolskaya, I.N. The impact of the transition of hot water “preparation” by means of individual heating stations on the Kazan energy system / I N Zapolskaya [et al.] // E3S Web of Conferences. – 2019. – P.124 (05012).

146. Zvonareva, Yu. N. Commercial effectiveness assessment of implementation of the energy efficiency raising of the building project due to introduction of automatic heat consumption control / Yu.N. Zvonareva, Yu.V. Vankov and V.V. Shlychkov . – 2017. – Vol. 35. – P.4

147. Kristensen, O. Watertreatment / O. Kristensen // Hjallerup: Hydro-X A/S. – 1995. – P.253.

148. Global Energy Statistical Yearbook 2017 [Электронный ресурс] // Enerdata. – 2018. – Режим доступа: <https://www.enerdata.net/>, свободный.

149. Energy efficient products [Электронный ресурс] // European Commission. – Режим доступа: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/>, свободный. – Загл. с экрана.

150. Нагорная, В.Н. Экономика энергетики: Учебное пособие. - Владивосток: ДВГТУ, 2007. – 157 с.

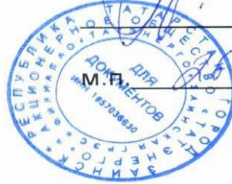
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Акты использования и реализации трудов



УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала
АО «Татэнерго» - Заинская ГРЭС

Д.В. Прохоров



№ _____
от _____

АКТ

об использовании результатов научных исследований

Комиссия в составе: заместителя главного инженера по эксплуатации оборудования и экологии Заинской ГРЭС Тумашева П.В. и начальника ПТО Заинской ГРЭС Будилкина С.А. составили настоящий акт о том, что результаты научных исследований Запольской И.Н., Ванькова Ю.В., Шаповалова С.К., направленные на повышение энергетической и экономической эффективности работы систем теплоснабжения были использованы для подготовки программы по ликвидации центральных тепловых пунктов и перевода потребителей на индивидуальные водоводяные подогреватели в части города с закрытой схемой ГВС (г. Заинск).

Для оценки энергоснабжения в системах коммунального теплоснабжения при реализации мероприятий по установке индивидуальных тепловых пунктов, была использована «Методика расчета энергетической эффективности системы теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС при переходе на горячее водоснабжение от ИТП», разработанная Запольской И.Н., Ваньковым Ю.В., Шаповаловым С.К.

Данная методика была применена для расчета городского района закрытой системы теплоснабжения с тремя ЦТП-1,2,3 для ГВС со своими

ЗАИНСКАЯ ГРЭС

ФИЛИАЛ АО «ТАТЭНЕРГО» а/я 34, г.Заинск, Республика Татарстан, 423520
«ТАТЭНЕРГО» АЖ ФИЛИАЛЫ а/я 34, 3эй шәһәре, Татарстан, 423520
+7 85558 2-13-59, +7 85558 2-12-05 (факс), E-mail: office@zgres.tatenergo.ru, www.tatenergo.ru
ИНН 1667036630, КПП 997650001, 164702001 (для счетов-фактур), Р/сч 40702810243240000052 в Филиале Банка ВТБ (ПАО) в г. Нижнем Новгороде, к/сч 30101810200000000837, БИК 042202837



теплосетями после ЦТП-1,2,3. К данным ЦТП подключено 34 абонента по элеваторной схеме присоединения.

По методике, предложенной авторами, была определена экономическая эффективность от внедрения планируемых энергосберегающих технологий и определен срок окупаемости предлагаемых мероприятий.

Ожидаемое снижение потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС многоквартирными домами в закрытой части города (34 МКД) составит 25,98% в год, снижение потерь тепловой энергии ожидается в размере 4%. Помимо экономии теплоснабжения, так же снизится плановая статья расхода на ремонт труб и оборудования на нужды горячего водоснабжения.

Совокупный срок окупаемости по системе теплоснабжения закрытой части города ожидается на уровне 2,6 лет.

Члены комиссии:

Заместитель главного инженера
по эксплуатации оборудования и
экологии Заинской ГРЭС

П.В. Тумашев

Начальник ПТО Заинской ГРЭС

С.А. Будилкин

ЗАИНСКАЯ ГРЭС

ФИЛИАЛ АО «ТАТЭНЕРГО» а/я 34, г.Заинск, Республика Татарстан, 423520
«ТАТЭНЕРГО» АЖ ФИЛИАЛЫ а/я 34, Зэй шәһәре, Татарстан, 423520
+7 85558 2-13-59, +7 85558 2-12-05 (факс), E-mail: office@zgres.tatenergo.ru, www.tatenergo.ru
ИНН 1657036630, КПП 997650001, 164702001 (для счетов-фактур), Р/сч 40702810243240000052 в Филиале Банка ВТБ (ПАО) в г. Нижнем Новгороде, к/сч 3010181020000000837, БИК 042202837

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
**«ВОДОПРОВОДНО-КАНАЛИЗАЦИОННОЕ
 И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО»**
 423570, Татарстан, г. Нижнекамск,
 ул. Ахтубинская, 46,
 тел.: (8555) 47-08-01, факс: (8555) 42-39-68
 e-mail:wkex@rambler.ru



**«СУ УТҚОРҮ-КАНАЛИЗАЦИЯ
 ҺӘМ ЭНЕРГЕТИКА ХУҖАЛЫҖЫ»**
 АКЦИОНЕРЛЫК ҖӘМҖИЯТЕ
 423570, Татарстан Республикасы, Түбән Кама,
 Актүбә урамы, 46,
 тел.: (8555) 47-08-01, факс: (8555) 42-39-68
 e-mail:wkex@rambler.ru

№ 2376 от 02 12 2021 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Зам. генерального директора
 по технической политике –
 главный инженер



И.И. Зайнуллин

АКТ

об использовании результатов научных исследований

Комиссия в составе: председатель - Зайнуллин И.И., члены комиссии: Архипова Е.И., Золотухина А.Т., Арсланбаева Д.Ф., составили настоящий акт о том, что результаты научных исследований Запольской И.Н., Ванькова Ю.В., Шаповалова С.К. по реализации внедрения методики расчета энергетической эффективности системы теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС при переходе на горячее водоснабжение от ИТП, а также программно-расчетного комплекса «TRANSITION2ИТП» использованы в производственной деятельности АО «ВК и ЭХ».

В настоящее время разрабатывается программа по модернизации системы горячего водоснабжения г. Нижнекамска путем перевода системы ГВС с центральных тепловых пунктов на индивидуальные тепловые пункты.

При проведении оценки эффективности программы модернизации были приняты во внимание и использованы результаты научных исследований Запольской И.Н., Ванькова Ю.В., Шаповалова С.К. об энергетическом и экономическом эффекте, ожидаемом к получению системой теплоснабжения при переводе 781 МКД на горячее водоснабжение от ИТП.

Использование полученных авторами результатов позволило оперативно оценить эффективность модернизации системы горячего водоснабжения путем установки ИТП на объектах и ликвидации ЦТП и сетей ГВС в г. Нижнекамск. Снижение потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС согласно расчетам, ожидаются в размере 24,92%, снижение тепловых потерь – 22,2%, срок окупаемости составит около 2,2 лет.

Члены комиссии:

Зам. генерального директора по экономике

Начальник отдела экономики

Начальник производственно-технического отдела

Е.И. Архипова

А.Т. Золотухина

Д.Ф. Арсланбаева

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель главного инженера по
эксплуатации ООО «БашРТС»

Л.А. Турышев

12 2021г.

АКТ

об использовании результатов научных исследований

Комиссия в составе:

Попова И.В. директор Филиала ООО «БашРТС» «Теплосбыт»,

Попов Д.Ю. начальник Управления эксплуатации ООО «БашРТС»,

Чибиряев В.Г. ведущий инженер отдела эксплуатации оборудования Управления
эксплуатации ООО «БашРТС»,Толкунова Е.О. ведущий инженер ПТО Управления эксплуатации
ООО «БашРТС»


составили настоящий акт о том, что результаты научных исследований Запольской И.Н., Ванькова Ю.В., Шаповалова С.К. по оценке влияния перехода централизованных систем горячего водоснабжения (ЦТП) на индивидуальные тепловые пункты (ИТП), в закрытых системах теплоснабжения, могут быть использованы для принятия решения о целесообразности перехода с ЦТП на ИТП объектов теплоснабжения.


В рамках опытной эксплуатации, посредством программно-расчетного комплекса «TRANSITION2ITP», созданного на основе «Методики расчета энергетической эффективности системы теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС при переходе на горячее водоснабжение от ИТП», разработанной Запольской И.Н., Ваньковым Ю.В., Шаповаловым С.К., проведен расчет ожидаемого снижения теплоснабжения в 1913 МКД г. Уфы, подключенных по независимой схеме от 224 ЦТП. А также снижение тепловых потерь на


трубопроводах теплоснабжающей организации, без учета экономичности работы теплоисточников.


Программно-расчетный комплекс «TRANSITION2ITP», разработанный на основе «Методики расчета энергетической эффективности системы теплоснабжения города с закрытой схемой ГВС при переходе на горячее водоснабжение от ИТП» позволяет оперативно оценить эффективность проекта по установке ИТП на объектах потребителей и ликвидации ЦТП и сетей ГВС, в закрытых системах теплоснабжения как города в целом, так и отдельных объектов, подключенных от ЦТП.

Члены комиссии:

Директор Филиала ООО «БашРТС» «Теплосбыт»  И.В. Попова

Начальник Управления эксплуатации ООО «БашРТС»  Д.Ю. Попов

Ведущий инженер отдела эксплуатации оборудования
Управления эксплуатации ООО «БашРТС»  В.Г. Чибирьев

Ведущий инженер ПТО
Управления эксплуатации ООО «БашРТС»  Е.О. Толкунова

Приложение 2. Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021680212

Transition2ITP

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» (RU)*

Авторы: *Ваньков Юрий Витальевич (RU), Запольская Ирина Николаевна (RU), Лапин Константин Викторович (RU), Шаповалов Станислав Константинович (KZ), Измайлова Евгения Вячеславовна (RU)*

Заявка № **2021668558**
Дата поступления **22 ноября 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **08 декабря 2021 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г. П. Ислюев

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x024843F8105B1A3C99445A2F0809258A118
Владелец: Ильяев Григорий Петрович
Действителен с 16.01.2021 по 15.01.2025

Приложение 3. Справочные таблицы

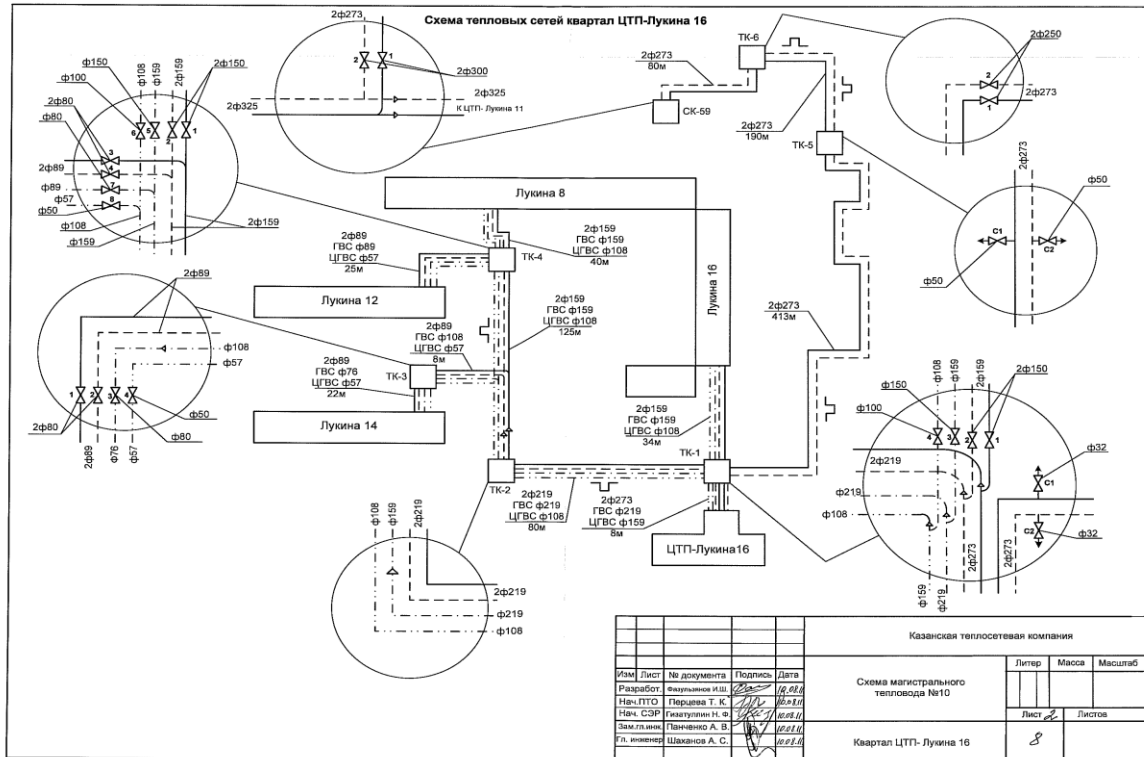


Рисунок 1. Схема тепловых сетей квартал ЦТП-Лукина 16

Таблица 1 Общая характеристика системы транспорта и распределения тепловой энергии

Наименование узлов участка	Назначение трубопровода	Тип прокладки труб-да	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Наружный диаметр труб-да, м		Расчетная длина труб-дов, м (под. Об.)	Объем трубопровода, V, м ³
				под.	об.		
ЦТП Лукина, 16							
ЦТП - ТК 1	Сети отопления	канальная	2000	0,219	0,219	8,0	0,60
ЦТП - ТК 1	Сети ГВС	канальная	2000	0,219	0,159	8,0	0,46
ТК 1 - ТК 2	Сети отопления	канальная	2003	0,219	0,219	80,0	6,03
ТК 1 - ТК 2	Сети ГВС	канальная	2005	0,219	0,108	80,0	3,75
ТК 1 - Лукина, 16	Сети отопления	канальная	2003	0,159	0,159	34,0	1,35
ТК 1 - Лукина, 16	Сети ГВС	канальная	2003	0,159	0,108	34,0	0,99
ТК 2 - ТК 4	Сети отопления	канальная	2002	0,159	0,159	125,0	4,96
ТК 2 - ТК 4	Сети ГВС	канальная	2002	0,159	0,108	125,0	3,63
ТК 4 - Лукина, 8	Сети отопления	канальная	1995	0,159	0,159	25,0	0,99
ТК 4 - Лукина, 8	Сети ГВС	канальная	1995	0,159	0,108	25,0	0,73
ТК 4 - Лукина, 12	Сети отопления	канальная	2004	0,089	0,089	25,0	0,31
ТК 4 - Лукина, 12	Сети ГВС	канальная	2004	0,089	0,057	25,0	0,22
ТК 3 - Лукина, 14	Сети отопления	канальная	1995	0,089	0,089	30,0	0,37
ТК 3 - Лукина, 14	Сети ГВС	канальная	1995	0,076	0,057	30,0	0,21

Таблица 2. Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды на период регулирования для магистральных и квартальных тепловых сетей на 2016 год

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С									
			грунта на глубине 1,6 м	наружного воздуха, °С	холодной воды	в помещении (тех. подполье)	сетевой воды в трубопроводах					
							т/в № 1, 2, 4, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14 (от Казанских ТЭЦ-1,2,3)		т/в №17, 18, 19 (от кот. "Савиново")		т/в №20, 21, 22 (от кот. "Горки", "Азино")	
							подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
Январь	744		3,1	-11,6	5	5	101,9	55,6	105,2	55,6	105,5	55,6
Февраль	672		2,2	-10,9	5	5	100,6	55,1	104,0	55,1	104,3	55,1
Март	744		1,6	-4,3	5	5	87,0	49,9	91,3	49,9	91,7	49,9
Апрель	720		1,6	5,3	5	5	72,2	46,5	75,6	46,5	76,1	46,5
Май	144	600	4,2	13,2	15	5	70,4	49,7	71,1	49,7	71,2	49,7
Июнь		384	7,8	17,6	15	5	70,0	50,0	70,0	50,0	70,0	50,0
Июль		744	10,6	19,7	15	5	70,0	50,0	70,0	50,0	70,0	50,0
Август		744	12,2	17,4	15	5	70,0	50,0	70,0	50,0	70,0	50,0
Сентябрь	120	600	11,9	11,5	15	5	70,4	49,8	70,9	49,8	71,0	49,8
Октябрь	744		9,8	4,2	5	5	72,2	46,0	75,6	46,0	76,1	46,0
Ноябрь	720		6,8	-3,2	5	5	84,5	49,0	89,0	49,0	89,4	49,0
Декабрь	744		4,3	-8,9	5	5	96,7	53,6	100,3	53,6	100,7	53,6
Среднегодовые значения	5352	3072	6,4	4,3	9,19	5,00	80,8	50,4	83,2	50,4	83,4	50,4
Среднесезонные значения	отопительный период		4,4	-3,3	5,16	5,00	87,0	50,7	90,7	50,7	91,1	50,7
	летний период		9,5	16,2	15,53	5,00	70,0	50,0	70,0	50,0	70,0	50,0

Таблица 3 Основные технико-экономические характеристики источников тепловой энергии по состоянию на 2016г.

	КТЭЦ-1	КТЭЦ-2	РК "Азино"	РК "Горки"	РК "Савиново"
Срок эксплуатации оборудования, лет	14-72	6-62	26-33	19-44	20-31
Установленная электрическая/тепловая мощность, МВт/(Гкал/ч)	220/630	410/991	360	200	540
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	588,50	508,95	668,46	124,15	376,63
Фактическая максимальная нагрузка, гКал/ч (2011г.)	438,99	505,71	316,51	117,85	324,80
Годовой коэффициент использования установленной электрической/тепловой мощности	0,39/0,28	0,63/0,44	-	-	-
Отпуск электрической энергии, тыс. кВт·ч/год	745 561,00	2 251 755,00	-	-	-
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал/год	1 348 484,00	1 973 192,00	958 694,00	374 792,00	909 370,00
Доля выработки электроэнергии по теплофикационному режиму	0,95	0,96	-	-	-
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	313,50	250,90	-	-	-
Удельный расход топлива на отпуск теплоты, кг у.т./Гкал	143,40	139,60	152,10	152,10	145,40

Таблица 4. Вводные данные для расчета в ПРК «Transition2ITP» по г. Заинск

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Данные по МКД		
Общее количество МКД по СЦТ	шт.	34,00
до 1980 года постройки	шт.	10,00
после 1980 года постройки	шт.	24,00
Общая площадь	м ²	196 101,08
до 1908 года постройки	м ²	44 193,82
после 1980 года постройки	м ²	151 907,26

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Объем потребления тепловой энергии на нужды ГВС до установки ИТП с ИВВП за год	Гкал	10 077,92
Объем потребления тепловой энергии всего до установки ИТП с ИВВП, Гкал	Гкал	29 323,96
Данные по сетям ГВС		
Протяженность сетей ГВС	п. км	7,856
Потери теплоносителя до перехода на ИТП с ИВВП за год	т	119,595
Количество ЦТП	шт.	3
Нормативные технологические затраты электрической энергии насосной станции (ЦТП) в год	кВтч	42 817,75
Потери тепловой энергии	%	20
Данные по источникам теплоснабжения (при необходимости)		
Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП	Гкал	160 000,00
Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП с ИВВП	Гкал	10 000,00
Себестоимость тепловых потерь	руб.	1 399,58

Таблица 5 Информация по тарифам, действующим в г. Заинск за 2021г.

Тарифы	ед.изм.	Значение
на тепловую энергию в СЦТ	руб./Гкал	1 989,68
на потери тепловой энергии	руб. Гкал	1 554,40
на теплоноситель	руб./т	33,17
на электрическую энергию	руб/кВтч	5,56

Таблица 6 Информация по затратам до и после перехода на ИВВП по г. Заинск

Наименование	Ед.изм	Значение
Для тепловых сетей		
Ежегодное обслуживание ЦТР	руб.	452 752,64
Ежегодное обслуживание сетей ГВС	руб.	10 385 581,00
Единораовые затраты при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	16 507 166,21

Продолжение таблицы № 6.

Наименование	Ед.изм	Значение
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-
Для МКД		
Единоразовые расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	36 403 491,30
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	635 367,4992
Для источников теплоснабжения (при необходимости)		
Единоразовые расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-

Таблица 7. Вводные данные для расчета в ПРК «Transition2ITP» г. Нижнекамск

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Данные по МКД		
Общее количество МКД по СЦТ	шт.	781,00
до 1980 года постройки	шт.	398,00
после 1980 года постройки	шт.	383,00
Общая площадь	м ²	4 501 870,84
до 1908 года постройки	м ²	1 682 512,89
после 1980 года постройки	м ²	2 819 357,95
Объем потребления тепловой энергии на нужды ГВС до установки ИТП с ИВВП за год	Гкал	223 080,48
Объем потребления тепловой энергии всего до установки ИТП с ИВВП, Гкал	Гкал	1 173 000,00
Данные по сетям ГВС		
Протяженность сетей ГВС	п. км	238,237
Потери теплоносителя до перехода на ИТП с ИВВП за год	т	325 477,00
Количество ЦТП	шт.	95
Нормативные технологические затраты электрической энергии насосной станции (ЦТП) в год на 1 ЦТП	кВтч	89 178,9
Потери тепловой энергии	%	16,09
Данные по источникам теплоснабжения (при необходимости)		22 415 953,00
Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП	Гкал	5 155 669,19

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП с ИВВП	Гкал	
Себестоимость тепловых потерь	руб.	1 000

Таблица 8 Информация по тарифам, действующим в г. Нижнекамск 2021г.

Тарифы	ед.изм.	Значение
на тепловую энергию в СЦТ	руб./Гкал	1813,68
на потери тепловой энергии	руб. Гкал	1 554,40
на теплоноситель	руб./т	33,17
на электрическую энергию	руб/кВтч	5,56

Таблица 9. Информация по затратам до и после перехода на ИВВП г. Нижнекамск

Наименование	Ед.изм	Значение
Для тепловых сетей		
Ежегодное обслуживание ЦТП и сетей ГВС	руб.	239 552 236,00
Единоразовые затраты при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-
Для МКД		
Единоразовые расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	836 209 609,09
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	14 586 061,52
Для источников теплоснабжения (при необходимости)		
Единоразовые расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-
Ежегодные расходы при переходе на ИТП с ИВВП	руб.	-

Приложение 4. Результаты проведенных исследований

Таблица 1 Среднемесячная динамика потребления тепловой энергии на подогрев холодной воды на нужды ГВС многоквартирными домами г. Казани после перехода на ИВВП за 2015 и 2021 гг.

Адрес МКД	Динамика потребления тепловой энергии на 1 кв.м. в мес., Гкал	Динамика потребления тепловой энергии, %
2-я Юго-Западная ул, д.35,	- 0,001707575	- 24,18
2-я Юго-Западная ул, д.36,	- 0,001116075	- 24,56
Абсалямова ул, д.14,	- 0,001513787	- 2,87
Абсалямова ул, д.16,	- 0,001746237	- 15,06
Абсалямова ул, д.18,	- 0,001640015	- 32,68
Абсалямова ул, д.26,	- 0,001270406	- 16,87
Абсалямова ул, д.26а,	- 0,002006675	- 25,87
Абсалямова ул, д.28,	- 0,001808421	- 29,34
Абсалямова ул, д.32,	- 0,000486352	- 15,67
Авангардная ул, д.143,	0,001108305	57,66
Авангардная ул, д.88,	- 0,001887729	- 22,22
Адоратского ул, д.10,	- 0,001673996	- 36,76
Адоратского ул, д.13,	0,000250780	9,92
Адоратского ул, д.15,	- 0,000042091	- 29,68
Адоратского ул, д.19,	0,000583320	10,87
Адоратского ул, д.2,	- 0,000424001	- 17,10
Адоратского ул, д.21,	0,000465590	3,05
Адоратского ул, д.23,	0,001006330	12,95
Адоратского ул, д.27,	0,000384730	0,44
Адоратского ул, д.27а,	- 0,000947885	- 16,46
Адоратского ул, д.28,	- 0,001249110	- 27,53
Адоратского ул, д.30,	- 0,001721340	- 38,42
Адоратского ул, д.31,	- 0,000831710	- 38,96
Адоратского ул, д.33,	0,000299569	38,16
Адоратского ул, д.35,	0,000097614	37,71
Адоратского ул, д.36,	- 0,000983746	- 3,19
Адоратского ул, д.38,	- 0,004349685	- 26,24
Адоратского ул, д.39,	- 0,001176812	- 24,80
Адоратского ул, д.41,	- 0,000567734	- 9,84
Адоратского ул, д.42,	- 0,001214681	- 32,43
Адоратского ул, д.46,	- 0,001140328	- 14,57
Адоратского ул, д.47,	0,000163013	27,25
Адоратского ул, д.49,	- 0,002287089	- 20,74
Адоратского ул, д.51,	- 0,000318233	- 35,09
Адоратского ул, д.52,	0,000346736	5,12
Адоратского ул, д.53,	0,000462369	23,24

Продолжение таблицы 1			
Адоратского ул, д.54,	-	0,000941060	5,84
Адоратского ул, д.55,		0,001152773	30,13
Адоратского ул, д.57,		0,000596550	35,58
Адоратского ул, д.58,	-	0,001592366	34,77
Адоратского ул, д.6,	-	0,001528596	27,18
Адоратского ул, д.60,	-	0,000688233	31,14
Адоратского ул, д.62,	-	0,001751473	48,85
Адоратского ул, д.64,	-	0,001177828	33,38
Адоратского ул, д.66,	-	0,000818738	27,13
Адоратского ул, д.66а,	-	0,000442772	11,98
Адоратского ул, д.7,		0,000534905	6,27
Айдарова ул, д.18/57,		0,003503114	14,43
Айдарова ул, д.20,		0,001023143	23,40
Айдарова ул, д.22,	-	0,000512530	18,36
Айдарова ул, д.7,	-	0,001177854	7,71
Академика Глушко ул, д.19,	-	0,001002696	2,92
Академика Глушко ул, д.21,	-	0,001044873	10,55
Академика Глушко ул, д.23,	-	0,000647106	21,78
Академика Глушко ул, д.26,	-	0,001321671	25,38
Академика Глушко ул, д.3,	-	0,002315586	24,71
Академика Глушко ул, д.30,	-	0,000970002	5,35
Академика Глушко ул, д.31,	-	0,000690582	8,51
Академика Глушко ул, д.34,	-	0,001455197	34,25
Академика Глушко ул, д.41,	-	0,002024873	21,15
Академика Глушко ул, д.47/21,	-	0,000656891	23,90
Академика Глушко ул, д.49,	-	0,001588926	23,74
Академика Глушко ул, д.5,	-	0,001580556	13,04
Академика Глушко ул, д.7,	-	0,001682720	18,34
Академика Завойского ул, д.2,		0,000689716	32,76
Академика Завойского ул, д.20,	-	0,001427543	23,60
Академика Лаврентьева ул, д.10,	-	0,000671943	40,90
Академика Лаврентьева ул, д.14а,	-	0,000892747	3,28
Академика Лаврентьева ул, д.20,	-	0,000156376	5,60
Академика Лаврентьева ул, д.24а,	-	0,001624026	25,07
Академика Лаврентьева ул, д.28,	-	0,001198318	10,54
Академика Лаврентьева ул, д.8,		0,000489271	12,08
Академика Павлова ул, д.11,	-	0,002630973	50,55
Академика Павлова ул, д.13,		0,000107441	7,97
Академика Павлова ул, д.15,	-	0,001663246	21,36
Академика Павлова ул, д.17,		0,000320521	22,37
Академика Павлова ул, д.19,	-	0,003547977	32,69
Академика Павлова ул, д.21,	-	0,001947791	11,25
Академика Павлова ул, д.23,	-	0,001466321	30,88
Академика Павлова ул, д.23а,	-	0,000181407	31,37
Академика Павлова ул, д.25,		0,003464356	23,33

Продолжение таблицы 1			
Академика Павлова ул, д.25А,	-	0,000889814	19,06
Академика Сахарова ул, д.10,	-	0,001273529	1,30
Академика Сахарова ул, д.12,	-	0,000723839	4,53
Академика Сахарова ул, д.13,	-	0,002002522	38,99
Академика Сахарова ул, д.17,	-	0,002673517	36,43
Академика Сахарова ул, д.19,	-	0,001173558	11,78
Академика Сахарова ул, д.27,	-	0,000905179	5,39
Академика Сахарова ул, д.29,	-	0,000864804	12,91
Ахтямова ул, д.24,	-	0,000834825	18,29
Ахтямова ул, д.26,	-	0,001028421	40,75
Ахтямова ул, д.28,	-	0,000688755	10,32
Ахтямова ул, д.32,	-	0,001063804	37,05
Батыршина ул, д.19,	-	0,000322548	40,93
Батыршина ул, д.21,	-	0,001891703	29,89
Батыршина ул, д.25,	-	0,000097758	5,76
Батыршина ул, д.29,	-	0,000543460	33,47
Батыршина ул, д.31,	-	0,001986242	41,29
Батыршина ул, д.35,	-	0,000970640	15,43
Батыршина ул, д.37,		0,000074768	27,90
Батыршина ул, д.39,	-	0,000246223	21,70
Беломорская ул, д.17/37,		0,000419541	10,70
Беломорская ул, д.45,		0,000368641	27,02
Беломорская ул, д.81,	-	0,002071553	42,08
Блюхера ул, д.4,	-	0,000811888	0,19
Блюхера ул, д.79,	-	0,000577364	21,77
Блюхера ул, д.81,	-	0,000958657	31,20
Блюхера ул, д.82,	-	0,000539527	31,87
Блюхера ул, д.83,	-	0,000891996	14,49
Блюхера ул, д.9,		0,001095106	31,63
Бондаренко ул, д.15А,	-	0,000412951	14,11
Бондаренко ул, д.15Б,	-	0,001854269	9,01
Бондаренко ул, д.9,	-	0,000785323	20,44
Ботаническая ул, д.10А,	-	0,002642193	48,90
Братьев Касимовых ул, д.40,	-	0,000490250	21,50
Братьев Касимовых ул, д.42,		0,000431554	18,86
Братьев Касимовых ул, д.70,	-	0,000160772	23,92
Владимира Кулагина ул, д.8,	-	0,000956250	11,56
Владимира Кулагина ул, д.8А,	-	0,000927670	28,90
Волгоградская ул, д.11,		0,000165979	6,55
Волгоградская ул, д.13,	-	0,001101455	57,20
Волгоградская ул, д.15,	-	0,001000540	36,40
Волгоградская ул, д.17,	-	0,000132427	25,30
Волгоградская ул, д.21,	-	0,000146920	0,67
Волгоградская ул, д.22,	-	0,000105708	32,30
Волгоградская ул, д.23,	-	0,000180427	26,43

Продолжение таблицы 1			
Волгоградская ул, д.28,	-	0,001588405	- 32,48
Волгоградская ул, д.35,		0,000105907	- 34,92
Волгоградская ул, д.37,		0,000370088	- 36,23
Волгоградская ул, д.41,		0,000475320	- 33,28
Волгоградская ул, д.43,		0,000060843	- 36,30
Волгоградская ул, д.9,		0,000145354	- 35,38
Воровского ул, д.15,	-	0,001255366	- 45,86
Воровского ул, д.15а,	-	0,001428769	- 44,56
Восстания ул, д.10,		0,000335009	1,84
Восстания ул, д.12,	-	0,000740484	- 29,91
Восстания ул, д.121А,	-	0,000459632	- 11,55
Восстания ул, д.12а,		0,000323126	12,45
Восстания ул, д.14,	-	0,000842013	- 30,99
Восстания ул, д.18в,	-	0,005861852	- 54,14
Восстания ул, д.18г,	-	0,005824057	- 68,57
Восстания ул, д.20,	-	0,001548020	- 30,58
Восстания ул, д.28,	-	0,000574767	- 11,14
Восстания ул, д.4,	-	0,000801338	- 43,43
Восстания ул, д.4а,		0,001106469	- 1,71
Восстания ул, д.6,	-	0,000771270	- 31,50
Восход ул, д.2,	-	0,000264758	- 30,07
Восход ул, д.2А,	-	0,000652126	- 16,62
Восход ул, д.3,	-	0,001061207	- 14,96
Восход ул, д.7,		0,000903464	4,62
Выборгская ул, д.3,	-	0,000735030	- 3,37
Выборгская ул, д.4,	-	0,000797283	- 20,88
Гаврилова ул, д.10,	-	0,001766922	- 18,98
Гаврилова ул, д.14,	-	0,001109451	- 15,61
Гаврилова ул, д.16,	-	0,001737828	- 35,96
Гаврилова ул, д.18а,	-	0,000311933	- 8,46
Гаврилова ул, д.2,	-	0,000095794	- 27,03
Гаврилова ул, д.20,	-	0,000978396	- 21,56
Гаврилова ул, д.20а,	-	0,001025505	- 22,11
Гаврилова ул, д.22,	-	0,002618805	- 76,53
Гаврилова ул, д.24,	-	0,001013660	- 15,66
Гаврилова ул, д.24а,	-	0,001764875	- 27,34
Гаврилова ул, д.28,	-	0,000658735	- 16,74
Гаврилова ул, д.30,	-	0,001140645	- 1,17
Гаврилова ул, д.4,	-	0,000090831	- 38,97
Гаврилова ул, д.42,	-	0,000668776	- 2,18
Гаврилова ул, д.44,	-	0,001018834	- 29,17
Гаврилова ул, д.46,	-	0,000881317	- 28,21
Гаврилова ул, д.48,	-	0,001083892	- 21,37
Гаврилова ул, д.50,	-	0,001167651	- 26,20
Гаврилова ул, д.52,	-	0,002514351	- 40,63

Продолжение таблицы 1			
Гаврилова ул, д.54,	-	0,001576838	- 24,82
Гаврилова ул, д.56, к.2,	-	0,000631916	- 14,23
Гаврилова ул, д.8,	-	0,001336182	- 29,33
Гаврилова ул, д.8а,	-	0,001008908	- 11,87
Гагарина ул, д.61,	-	0,001155020	- 37,55
Гагарина ул, д.63,	-	0,000561322	- 20,29
Гагарина ул, д.67,	-	0,001194861	- 32,48
Гагарина ул, д.69,	-	0,000592825	- 33,46
Гагарина ул, д.71,	-	0,001617440	- 52,90
Гагарина ул, д.73,	-	0,000864488	- 28,62
Галиаскара Камала ул, д.45,	-	0,001337964	- 37,61
Галиаскара Камала ул, д.51,		0,000604511	31,08
Галиаскара Камала ул, д.53,		0,000998692	54,36
Галии Кайбицкой ул, д.1,	-	0,000851646	23,09
Галии Кайбицкой ул, д.11,	-	0,000933027	2,16
Галии Кайбицкой ул, д.12,	-	0,001321629	- 14,98
Галии Кайбицкой ул, д.15,		0,000013008	4,36
Галии Кайбицкой ул, д.6,	-	0,001301722	- 28,54
Галии Кайбицкой ул, д.8,	-	0,000840190	- 38,58
Галимджана Баруди ул, д.11,	-	0,001036244	9,90
Галимджана Баруди ул, д.21,		0,000750464	- 23,06
Галимджана Баруди ул, д.23,		0,002379945	30,00
Годовикова ул, д.15,	-	0,000210135	26,86
Годовикова ул, д.16,	-	0,000851670	- 27,51
Голубятникова ул, д.16,	-	0,000475060	- 18,28
Голубятникова ул, д.20,		0,000631164	31,09
Голубятникова ул, д.30,	-	0,000800558	- 11,35
Горсоветская ул, д.17, к.1,	-	0,001438878	- 29,01
Горсоветская ул, д.17, к.2,	-	0,001267862	- 36,54
Горсоветская ул, д.17/3,	-	0,001676656	- 42,36
Гудованцева ул, д.1,	-	0,001931025	- 29,92
Гудованцева ул, д.22,	-	0,000964774	5,30
Гудованцева ул, д.43/1,	-	0,000089676	- 5,55
Гудованцева ул, д.43/2,	-	0,001085955	- 12,06
Гудованцева ул, д.43/4,	-	0,000265346	- 1,90
Декабристов ул, д.113,	-	0,000732304	- 11,48
Декабристов ул, д.115,	-	0,000862124	- 32,07
Декабристов ул, д.127,	-	0,000933689	- 38,34
Декабристов ул, д.129,	-	0,001246843	- 45,65
Декабристов ул, д.85,		0,001597720	- 24,62
Дементьева ул, д.31,	-	0,001608470	- 33,76
Дементьева ул, д.31А,	-	0,000339514	- 29,10
Дементьева ул, д.37,		0,002519759	11,41
Дементьева ул, д.3А,	-	0,001074411	- 31,40
Дементьева ул, д.5А,		0,001057735	- 19,25

Продолжение таблицы 1			
Дементьева ул, д.9,	-	0,001011607	- 30,14
Джаудата Файзи ул, д.11,	-	0,001714036	- 11,13
Джаудата Файзи ул, д.14,	-	0,001090780	- 6,34
Джаудата Файзи ул, д.15,	-	0,001222527	- 0,59
Джаудата Файзи ул, д.17,	-	0,001983398	- 38,52
Дубравная ул, д.13,	-	0,001122931	- 44,06
Дубравная ул, д.17,	-	0,001496376	- 18,67
Дубравная ул, д.31,	-	0,001381125	- 19,06
Дубравная ул, д.38,	-	0,000055553	- 3,55
Дубравная ул, д.3А,	-	0,000111228	- 11,37
Дубравная ул, д.40,	-	0,002880804	- 21,77
Дубравная ул, д.47,	-	0,001640079	- 5,51
Дубравная ул, д.49А,		0,003636158	- 26,65
Дубравная ул, д.51,	-	0,000626178	- 22,08
Дубравная ул, д.53, к.1,	-	0,001391083	- 31,52
Закиева ул, д.11,	-	0,001063003	- 4,62
Закиева ул, д.15,	-	0,001001666	- 10,05
Закиева ул, д.21,	-	0,001441888	- 11,88
Закиева ул, д.37,	-	0,002274339	- 20,15
Закиева ул, д.37Б,	-	0,001690396	- 20,27
Закиева ул, д.39,	-	0,000574663	- 2,55
Закиева ул, д.9,	-	0,000529627	- 10,47
Ибрагимова пр-кт, д.20,	-	0,001855331	- 14,14
Ибрагимова пр-кт, д.22,	-	0,001333862	- 24,43
Ибрагимова пр-кт, д.24,	-	0,001499663	- 14,77
Ибрагимова пр-кт, д.28А,	-	0,000696838	- 37,07
Ибрагимова пр-кт, д.32/20,	-	0,000758753	- 41,19
Ибрагимова пр-кт, д.32а,		0,000104282	- 33,03
Ибрагимова пр-кт, д.45,		0,000532798	- 31,94
Ибрагимова пр-кт, д.47,	-	0,000284372	- 31,67
Ибрагимова пр-кт, д.49,	-	0,001043837	- 48,84
Ибрагимова пр-кт, д.53,	-	0,001551472	- 18,85
Ибрагимова пр-кт, д.55,	-	0,000628405	- 45,33
Ибрагимова пр-кт, д.57,		0,000783224	- 18,13
Ибрагимова пр-кт, д.59,		0,000515697	- 26,53
Ибрагимова пр-кт, д.61А,	-	0,000680143	- 5,68
Ибрагимова пр-кт, д.63А,	-	0,000799895	- 19,54
Ибрагимова пр-кт, д.83А,	-	0,000832198	- 7,19
Ибрагимова пр-кт, д.89,		0,000127053	- 0,86
Исмаила Гаспринского ул, д.31,	-	0,000248214	- 19,05
Карагандинская ул, д.6,	-	0,001036842	- 29,14
Карима Тинчурина ул, д.1,		0,000702193	- 9,10
Карима Тинчурина ул, д.15,		0,002537799	- 20,20
Карима Тинчурина ул, д.15а,	-	0,000156982	- 12,69
Карима Тинчурина ул, д.17,	-	0,000705735	- 12,89

			Продолжение таблицы 1
Карима Тинчурина ул, д.19,		0,000199362	- 0,69
Карима Тинчурина ул, д.1а,	-	0,000377719	14,09
Карима Тинчурина ул, д.21,		0,000732533	35,74
Карима Тинчурина ул, д.23,		0,000488382	- 13,38
Карима Тинчурина ул, д.3а,	-	0,000688133	5,43
Карима Тинчурина ул, д.9,		0,002326320	10,60
Коллективная ул, д.31,	-	0,000644834	- 35,01
Коллективная ул, д.33,		0,000396662	- 43,21
Комиссара Габишева ул, д.1,	-	0,002219659	- 42,48
Комиссара Габишева ул, д.11,	-	0,003511727	- 18,77
Комиссара Габишева ул, д.17,	-	0,000502311	- 43,64
Комиссара Габишева ул, д.23,		0,001041380	- 22,91
Комиссара Габишева ул, д.25А,		0,002005366	- 22,01
Комиссара Габишева ул, д.25Б,		0,000739111	- 18,75
Комиссара Габишева ул, д.29,		0,001468979	- 10,93
Комиссара Габишева ул, д.31,	-	0,000399219	- 25,59
Комиссара Габишева ул, д.35,	-	0,000987343	- 35,49
Комиссара Габишева ул, д.37,	-	0,001324672	1,10
Комиссара Габишева ул, д.7,	-	0,000227339	- 18,15
Коммунаров ул, д.2,	-	0,001006205	47,92
Копылова ул, д.12,		0,000803226	- 7,10
Копылова ул, д.18,	-	0,000139654	8,94
Копылова ул, д.4,		0,000075966	- 8,54
Короленко ул, д.35,	-	0,000264557	- 37,54
Короленко ул, д.35а,	-	0,000074169	- 36,68
Короленко ул, д.41,		0,001191794	- 36,04
Короленко ул, д.43,	-	0,000350908	- 42,35
Короленко ул, д.45,	-	0,000760564	- 41,01
Короленко ул, д.57,	-	0,000833277	- 40,51
Короленко ул, д.61,		0,002221727	- 16,20
Короленко ул, д.73,		0,000546799	- 22,00
Короленко ул, д.75,		0,001314513	- 18,43
Короленко ул, д.81,		0,000952345	- 9,14
Короленко ул, д.83,		0,001437884	- 6,82
Кул Гали ул, д.2,	-	0,000878643	- 14,91
Кул Гали ул, д.20,	-	0,001453495	- 20,91
Кул Гали ул, д.7А,		0,000793685	- 12,85
Кулахметова ул, д.17, к.2,	-	0,000410566	4,43
Кулахметова ул, д.17, к.3,	-	0,000150963	6,05
Кулахметова ул, д.17, к.4,	-	0,000308263	12,99
Кулахметова ул, д.17/1,		0,000611358	15,44
Кулахметова ул, д.18,	-	0,000587684	- 35,72
Кулахметова ул, д.25, к.1,		0,003494000	75,30
Кулахметова ул, д.3,	-	0,001886679	- 36,61
Ленинградская ул, д.60Б,	-	0,001396577	- 22,59

			Продолжение таблицы 1
Ломжинская ул, д.1,	-	0,000961532	4,57
Ломжинская ул, д.13,	-	0,000917409	10,59
Ломжинская ул, д.17,	-	0,000942686	10,77
Ломжинская ул, д.18,	-	0,001263281	30,22
Ломжинская ул, д.2,	-	0,001179128	40,41
Ломжинская ул, д.3,	-	0,000141972	22,54
Ломжинская ул, д.5,	-	0,001378583	11,37
Ломжинская ул, д.7,	-	0,000587971	32,16
Лукина ул, д.11, к.2,	-	0,001027866	20,35
Лукина ул, д.14,		0,000695589	25,24
Лукина ул, д.16,	-	0,001048986	36,95
Лукина ул, д.18,	-	0,001472922	11,37
Лукина ул, д.1А,		0,000465726	15,16
Лукина ул, д.20,	-	0,000719150	23,04
Лукина ул, д.37,		0,000915654	30,09
Лукина ул, д.3А,		0,000205802	9,05
Лукина ул, д.4,	-	0,000172223	3,94
Лукина ул, д.41,	-	0,000523592	24,55
Лукина ул, д.43,		0,000163090	18,50
Лукина ул, д.45,	-	0,001309794	21,50
Лукина ул, д.47,		0,000496160	14,49
Лукина ул, д.53,	-	0,000604499	26,78
Лукина ул, д.55,	-	0,001044164	21,59
Лукина ул, д.8,	-	0,000414903	29,74
Максимова ул, д.1,	-	0,000691213	24,39
Максимова ул, д.4А,	-	0,000599713	19,91
Максимова ул, д.5,	-	0,000595576	10,95
Мамадышский Тракт ул, д.36,	-	0,002627965	9,28
Маршала Чуйкова ул, д.1,		0,000030736	0,52
Маршала Чуйкова ул, д.11,	-	0,000421654	10,07
Маршала Чуйкова ул, д.13,		0,000684741	10,79
Маршала Чуйкова ул, д.15,		0,000016278	1,87
Маршала Чуйкова ул, д.19,	-	0,000109093	14,87
Маршала Чуйкова ул, д.23,		0,001290684	30,75
Маршала Чуйкова ул, д.25,	-	0,001065855	37,73
Маршала Чуйкова ул, д.27,	-	0,001300966	42,01
Маршала Чуйкова ул, д.27а,	-	0,001322495	30,47
Маршала Чуйкова ул, д.29а,	-	0,000360057	11,51
Маршала Чуйкова ул, д.29б,	-	0,000661681	16,41
Маршала Чуйкова ул, д.3,	-	0,000244074	30,15
Маршала Чуйкова ул, д.33,	-	0,001412338	29,96
Маршала Чуйкова ул, д.35,	-	0,001183742	31,77
Маршала Чуйкова ул, д.35а,	-	0,001058035	17,59
Маршала Чуйкова ул, д.39,	-	0,000373859	30,61
Маршала Чуйкова ул, д.43, к.2,	-	0,000574869	7,97

Продолжение таблицы 1			
Маршала Чуйкова ул, д.59,	-	0,000496775	- 24,99
Маршала Чуйкова ул, д.59а,	-	0,001591515	- 30,31
Маршала Чуйкова ул, д.64,	-	0,003736121	- 3,31
Маршала Чуйкова ул, д.66,	-	0,001174147	- 18,17
Маршала Чуйкова ул, д.67,		0,001446003	26,88
Маршала Чуйкова ул, д.67а,	-	0,000954641	9,61
Маршала Чуйкова ул, д.69,		0,000332237	4,65
Маршала Чуйкова ул, д.7,	-	0,001383260	- 26,03
Маршала Чуйкова ул, д.75,	-	0,001713682	- 27,09
Маршала Чуйкова ул, д.79,	-	0,002467229	- 25,52
Маршала Чуйкова ул, д.83,	-	0,002429167	- 42,19
Маршала Чуйкова ул, д.85,	-	0,001523644	- 31,69
Маршала Чуйкова ул, д.89,	-	0,001705476	- 23,95
Маршала Чуйкова ул, д.9,	-	0,000886562	15,88
Маршала Чуйкова ул, д.93,	-	0,001750355	- 38,88
Меридианная ул, д.13,	-	0,001878514	- 33,15
Меридианная ул, д.17,	-	0,001823383	- 51,79
Меридианная ул, д.19,	-	0,001731415	- 31,01
Меридианная ул, д.20,	-	0,001316060	- 27,94
Меридианная ул, д.22,	-	0,000698819	- 24,28
Меридианная ул, д.24,	-	0,001341070	- 9,71
Меридианная ул, д.8,		0,000960400	- 5,19
Меридианная ул, д.9,	-	0,001609384	- 23,34
Минская ул, д.10,	-	0,000115710	20,95
Минская ул, д.16,	-	0,000738718	- 9,86
Минская ул, д.18,	-	0,001425095	- 18,32
Минская ул, д.20,		0,000048475	- 5,97
Минская ул, д.22,		0,000000514	4,67
Минская ул, д.24,	-	0,000917958	5,89
Минская ул, д.28,		0,000003493	- 9,19
Минская ул, д.30,	-	0,000285577	- 18,80
Минская ул, д.34,		0,000163477	- 18,06
Минская ул, д.36,	-	0,000543437	- 4,85
Минская ул, д.38,		0,000002292	- 12,01
Минская ул, д.40,	-	0,000718882	- 6,42
Минская ул, д.6,	-	0,001449309	- 21,07
Молодежная ул, д.10,	-	0,001743258	- 37,09
Молодежная ул, д.14А,	-	0,000445457	- 12,97
Молодежная ул, д.14Б,	-	0,002097397	- 26,98
Молодежная ул, д.6,	-	0,001934966	- 32,51
Молодежная ул, д.8,	-	0,001886590	- 48,08
Мусина ул, д.21,		0,000246132	- 17,49
Мусина ул, д.23,	-	0,001435063	- 41,08
Мусина ул, д.68,	-	0,001114505	- 23,25
Мусина ул, д.68а,	-	0,000100856	- 10,86

Продолжение таблицы 1			
Мусина ул, д.69/2,	-	0,000470162	27,01
Мусина ул, д.70,	-	0,001030398	36,04
Мусина ул, д.71,		0,000423014	24,58
Мусина ул, д.74,	-	0,002992911	5,78
Мусина ул, д.76,	-	0,000751124	31,86
Мусина ул, д.78,	-	0,002207009	14,47
Мусина ул, д.80,	-	0,000297346	6,95
Нариманова ул, д.50,	-	0,000079008	16,73
Нариманова ул, д.52,	-	0,000138567	3,33
Ноксинский Спуск ул, д.13,	-	0,000532016	14,51
Ноксинский Спуск ул, д.15,		0,000754796	49,88
Ноксинский Спуск ул, д.5,	-	0,001276043	3,02
Ноксинский Спуск ул, д.7,	-	0,000794012	29,83
Окольная ул, д.94а, к.2,	-	0,001226877	22,41
Октябрьская ул, д.10,	-	0,000771520	27,88
Октябрьская ул, д.21б,	-	0,002575284	49,38
Октябрьская ул, д.8,	-	0,000254957	0,42
Победы пр-кт, д.102,	-	0,000699340	14,46
Победы пр-кт, д.120,	-	0,000757055	0,17
Победы пр-кт, д.122,	-	0,001207306	17,13
Победы пр-кт, д.124,	-	0,001015923	11,53
Победы пр-кт, д.126А,	-	0,000475715	1,86
Победы пр-кт, д.128,	-	0,000511879	9,44
Победы пр-кт, д.132,	-	0,000396659	17,88
Победы пр-кт, д.136,	-	0,000300544	13,95
Победы пр-кт, д.138,	-	0,000999684	4,28
Победы пр-кт, д.140,	-	0,001544770	28,14
Победы пр-кт, д.144,	-	0,001071920	5,73
Победы пр-кт, д.156/26,	-	0,001340795	1,00
Победы пр-кт, д.164,	-	0,000859749	28,90
Победы пр-кт, д.174,	-	0,000948714	19,84
Победы пр-кт, д.178,	-	0,000202919	41,89
Победы пр-кт, д.178б,	-	0,001140780	7,02
Победы пр-кт, д.18,	-	0,000488628	7,57
Победы пр-кт, д.190,	-	0,000854063	1,44
Победы пр-кт, д.192,	-	0,002180928	39,90
Победы пр-кт, д.20, к.1,	-	0,000940647	17,90
Победы пр-кт, д.22,		0,000458301	15,36
Победы пр-кт, д.24,		0,000253665	22,11
Победы пр-кт, д.26,	-	0,000769424	17,64
Победы пр-кт, д.30, к.1,	-	0,000247940	24,92
Победы пр-кт, д.30/2,	-	0,000214016	17,87
Победы пр-кт, д.30/3,	-	0,000737749	1,62
Победы пр-кт, д.30/4,	-	0,000939865	13,65
Победы пр-кт, д.32,	-	0,001330818	17,87

Продолжение таблицы 1			
Победы пр-кт, д.35,		0,001918219	- 11,49
Победы пр-кт, д.41,	-	0,003171494	- 49,07
Победы пр-кт, д.56,	-	0,000382440	- 25,65
Победы пр-кт, д.58,	-	0,001596866	- 4,24
Победы пр-кт, д.60,	-	0,002271890	- 37,49
Победы пр-кт, д.62/2,		0,000081436	- 6,84
Победы пр-кт, д.62/4,	-	0,000398612	- 32,42
Победы пр-кт, д.66,	-	0,000197686	- 18,28
Победы пр-кт, д.70,	-	0,001948232	- 35,60
Победы пр-кт, д.80,	-	0,000555712	- 10,48
Победы пр-кт, д.98,	-	0,000638825	- 28,25
Побежимова ул, д.17,	-	0,000383887	- 18,99
Побежимова ул, д.46,	-	0,000447526	- 30,41
Побежимова ул, д.53,		0,001124166	- 29,94
Побежимова ул, д.57,		0,000625860	- 30,90
Побежимова ул, д.57А,	-	0,002134181	- 29,30
Побежимова ул, д.59,		0,001016372	- 18,96
Пржевальского ул, д.2,	-	0,001253178	- 29,65
Рашида Вагапова ул, д.12,	-	0,001052460	- 7,74
Рашида Вагапова ул, д.15,	-	0,001015618	- 13,80
Рашида Вагапова ул, д.6,	-	0,000986609	- 17,24
Рашида Вагапова ул, д.8/15,	-	0,000733021	- 6,41
Рихарда Зорге ул, д.105,	-	0,001396545	- 28,79
Рихарда Зорге ул, д.107,	-	0,001488665	- 29,31
Рихарда Зорге ул, д.109,	-	0,000773575	- 39,27
Рихарда Зорге ул, д.111,	-	0,000852244	- 15,41
Рихарда Зорге ул, д.119,		0,000038787	- 36,50
Рихарда Зорге ул, д.121,		0,000935387	- 9,39
Рихарда Зорге ул, д.35,	-	0,000110180	- 20,82
Рихарда Зорге ул, д.37,	-	0,000520653	- 15,55
Рихарда Зорге ул, д.41,	-	0,001072187	- 38,50
Рихарда Зорге ул, д.47А,	-	0,000278154	- 35,61
Рихарда Зорге ул, д.57/29,	-	0,000292515	- 19,08
Рихарда Зорге ул, д.70,		0,000023110	- 10,64
Рихарда Зорге ул, д.72,	-	0,000786867	- 29,18
Рихарда Зорге ул, д.75,	-	0,001509330	- 12,41
Рихарда Зорге ул, д.77,		0,000211752	- 17,05
Рихарда Зорге ул, д.81,	-	0,001338125	- 27,43
Рихарда Зорге ул, д.85,		0,001664191	- 5,61
Рихарда Зорге ул, д.88,		0,000403029	- 28,64
Рихарда Зорге ул, д.89,		0,003706480	- 59,60
Рихарда Зорге ул, д.92,	-	0,001696999	- 26,35
Рихарда Зорге ул, д.97,		0,000069371	- 33,64
Сабан ул, д.1,		0,000156886	- 5,99
Сабан ул, д.3,	-	0,000063671	- 1,96

			Продолжение таблицы 1
Сабан ул, д.5,		0,002037237	24,49
Сабан ул, д.7,		0,001123868	41,00
Сабан ул, д.7а,	-	0,002161043	64,22
Сабан ул, д.7Б,	-	0,000298724	16,21
Сары Садыковой ул, д.22,		0,001310200	48,11
Сафиуллина ул, д.12,		0,000843103	22,21
Сафиуллина ул, д.16,		0,000792193	26,89
Сафиуллина ул, д.16а,		0,002471694	1,13
Сафиуллина ул, д.20/1,		0,000193309	17,94
Сафиуллина ул, д.20/2,		0,003365900	69,97
Сафиуллина ул, д.20/3,	-	0,001784575	26,60
Сафиуллина ул, д.20/4,	-	0,001930832	33,19
Сафиуллина ул, д.21,	-	0,001877051	39,29
Сафиуллина ул, д.24,		0,000571151	49,11
Сафиуллина ул, д.26,	-	0,000748332	5,46
Сафиуллина ул, д.30,	-	0,000954145	15,86
Сафиуллина ул, д.42,	-	0,000977495	36,43
Сафиуллина ул, д.44,		0,000127931	13,56
Сафиуллина ул, д.46,	-	0,000962509	15,76
Сафиуллина ул, д.50а,		0,001764666	18,11
Сафиуллина ул, д.6, к.3,	-	0,002174173	33,21
Северополюсная ул, д.30,		0,006639763	3,58
Серова ул, д.10,	-	0,000093452	1,08
Серова ул, д.15,	-	0,000307990	22,19
Серова ул, д.27,	-	0,000884419	2,35
Серова ул, д.29,	-	0,000691395	13,03
Серова ул, д.3,		0,001140173	17,50
Серова ул, д.31,	-	0,000418910	3,70
Серова ул, д.4,	-	0,000161592	12,33
Серова ул, д.5,	-	0,000880553	38,11
Серова ул, д.6, к.2,		0,001233429	53,78
Серова ул, д.6/1,	-	0,001313966	6,30
Серова ул, д.8,	-	0,000397903	12,61
Симонова ул, д.6,	-	0,001183182	21,11
Татарстан ул, д.13,		0,000374383	19,29
Татарстан ул, д.18,	-	0,003369246	51,51
Татарстан ул, д.45,	-	0,001599709	34,19
Татарстан ул, д.52,		0,000852809	12,31
Татарстан ул, д.53,	-	0,002043005	37,60
Татарстан ул, д.54,		0,000436878	20,72
Татарстан ул, д.56,	-	0,000919919	24,99
Татарстан ул, д.58,	-	0,006720431	74,39
Татарстан ул, д.60,	-	0,001537512	49,53
Татарстан ул, д.62,	-	0,000955279	12,48
Татарстан ул, д.66,	-	0,000648433	8,46

Продолжение таблицы 1			
Татарстан ул, д.66А,	-	0,000959206	- 12,48
Татарстан ул, д.68,	-	0,001447290	- 33,31
Татарстан ул, д.7,	-	0,000756784	- 10,63
Татарстан ул, д.70,	-	0,001000893	- 12,24
Татарстан ул, д.72,	-	0,000135589	- 53,91
Татарстан ул, д.9,	-	0,001087215	- 46,96
Туганлык ул, д.12,	-	0,000084516	- 20,51
Фатыха Амирхана ул, д.10,	-	0,000914982	- 44,14
Фатыха Амирхана ул, д.107,	-	0,002187600	- 43,37
Фатыха Амирхана ул, д.109,	-	0,001345684	- 28,45
Фатыха Амирхана ул, д.10а, к.1,		0,001679773	15,44
Фатыха Амирхана ул, д.10а, к.2,	-	0,000557926	- 23,55
Фатыха Амирхана ул, д.11,	-	0,000151850	- 11,12
Фатыха Амирхана ул, д.13,	-	0,000351097	- 39,40
Фатыха Амирхана ул, д.15,	-	0,001192240	- 8,28
Фатыха Амирхана ул, д.18/41,		0,000397253	15,17
Фатыха Амирхана ул, д.2,		0,000554911	- 15,33
Фатыха Амирхана ул, д.21,	-	0,001195460	- 29,26
Фатыха Амирхана ул, д.24,	-	0,001341661	- 18,05
Фатыха Амирхана ул, д.26,	-	0,001812128	- 31,15
Фатыха Амирхана ул, д.26а,	-	0,001738276	- 18,74
Фатыха Амирхана ул, д.29,	-	0,000138087	- 25,27
Фатыха Амирхана ул, д.2а,	-	0,000848603	- 45,81
Фатыха Амирхана ул, д.30,		0,000602251	65,59
Фатыха Амирхана ул, д.32,	-	0,000283882	- 32,75
Фатыха Амирхана ул, д.34,	-	0,000506659	- 29,71
Фатыха Амирхана ул, д.4а,	-	0,000236756	- 17,61
Фатыха Амирхана ул, д.5,	-	0,000286689	- 7,89
Фатыха Амирхана ул, д.79,	-	0,001175897	- 11,90
Фатыха Амирхана ул, д.83,	-	0,000029021	- 14,88
Фатыха Амирхана ул, д.85,	-	0,000534437	- 26,70
Фатыха Амирхана ул, д.85а,	-	0,001159898	- 34,58
Фатыха Амирхана ул, д.89,	-	0,001546127	- 32,67
Фатыха Амирхана ул, д.8а,	-	0,000463109	- 20,87
Фатыха Амирхана ул, д.91а,	-	0,000627930	0,32
Фатыха Амирхана ул, д.91б,	-	0,001486895	- 34,27
Фатыха Амирхана ул, д.93,	-	0,001180835	- 13,81
Фатыха Амирхана ул, д.95,		0,000094722	- 10,29
Фатыха Карима ул, д.26,		0,000130076	13,73
Фрунзе ул, д.9,	-	0,000792218	- 15,98
Хади Такташа ул, д.105,		0,000201159	- 31,55
Хайдара Бигичева ул, д.10,	-	0,001940652	- 20,68
Хайдара Бигичева ул, д.12,	-	0,000358838	35,67
Хайдара Бигичева ул, д.13,	-	0,001091541	0,08
Хайдара Бигичева ул, д.2,	-	0,000896767	14,59

Продолжение таблицы 1			
Хайдара Бигичева ул, д.23,	-	0,000277497	32,57
Хайдара Бигичева ул, д.25,	-	0,001322342	3,09
Хайдара Бигичева ул, д.3,	-	0,001442604	23,58
Хайдара Бигичева ул, д.30,	-	0,001190259	15,60
Хайдара Бигичева ул, д.31,	-	0,001957963	46,92
Хайдара Бигичева ул, д.35,	-	0,000952784	17,20
Химиков ул, д.1,		0,000271084	18,15
Химиков ул, д.3,	-	0,001472002	32,63
Химиков ул, д.35,		0,000546743	71,14
Химиков ул, д.37,		0,000030591	4,65
Химиков ул, д.41,	-	0,000841968	22,38
Химиков ул, д.43,	-	0,000544998	14,47
Химиков ул, д.45а,	-	0,000991114	18,97
Челюскина ул, д.29,		0,000724099	9,22
Челюскина ул, д.33/56,	-	0,001404318	21,60
Челюскина ул, д.35,		0,000901434	10,47
Челюскина ул, д.68А,		0,001903940	25,40
Четаева ул, д.20,	-	0,001528085	33,22
Четаева ул, д.22,	-	0,001096336	23,39
Четаева ул, д.24,	-	0,001525979	24,88
Четаева ул, д.25,		0,000074386	32,98
Четаева ул, д.27А,	-	0,000705563	22,95
Четаева ул, д.28а,	-	0,000487658	19,80
Четаева ул, д.30,	-	0,000045231	52,32
Четаева ул, д.32,	-	0,001910819	34,10
Четаева ул, д.33,	-	0,000773581	24,24
Четаева ул, д.34,	-	0,001517439	34,84
Четаева ул, д.35,	-	0,000122682	27,93
Четаева ул, д.36,	-	0,000708740	12,03
Четаева ул, д.38,	-	0,001123400	14,02
Четаева ул, д.39,	-	0,001790920	28,02
Четаева ул, д.4,		0,000479716	0,70
Четаева ул, д.40,	-	0,002277425	43,70
Четаева ул, д.41,	-	0,002124272	28,93
Четаева ул, д.42,	-	0,002822001	43,03
Четаева ул, д.44,	-	0,002485599	50,23
Четаева ул, д.46,	-	0,001908569	36,10
Четаева ул, д.47,	-	0,002169251	26,92
Четаева ул, д.48,	-	0,002073696	32,83
Четаева ул, д.49,	-	0,002244803	29,24
Четаева ул, д.51,	-	0,001711007	43,26
Четаева ул, д.54,	-	0,000680795	4,64
Четаева ул, д.58,	-	0,001406053	13,21
Четаева ул, д.60,	-	0,000889991	15,64
Четаева ул, д.68,	-	0,001236777	24,15

Продолжение таблицы 1			
Чистопольская ул, д.1,	-	0,000434117	- 1,47
Чистопольская ул, д.10/8,	-	0,000053963	- 13,78
Чистопольская ул, д.15,	-	0,001247519	- 20,51
Чистопольская ул, д.17,	-	0,001437722	- 12,12
Чистопольская ул, д.19,	-	0,001496778	- 27,88
Чистопольская ул, д.23,		0,000184041	- 18,83
Чистопольская ул, д.25,	-	0,000495216	- 16,13
Чистопольская ул, д.27,	-	0,001775922	- 38,34
Чистопольская ул, д.29,	-	0,000854511	- 30,38
Чистопольская ул, д.3,		0,000399716	15,98
Чистопольская ул, д.33,	-	0,001545776	- 25,11
Чистопольская ул, д.35,	-	0,001403059	- 13,87
Чистопольская ул, д.37,	-	0,001541434	- 32,70
Чистопольская ул, д.39,	-	0,001362845	- 21,86
Чистопольская ул, д.4,	-	0,001111376	2,62
Чистопольская ул, д.41,	-	0,001666179	- 27,39
Чистопольская ул, д.43,	-	0,001809001	- 20,14
Чистопольская ул, д.45,	-	0,001335251	- 32,76
Чистопольская ул, д.47,	-	0,002039630	- 33,54
Чистопольская ул, д.5,	-	0,001366082	- 6,36
Чистопольская ул, д.55,	-	0,001615841	- 34,99
Чистопольская ул, д.57,	-	0,000857078	- 22,59
Чистопольская ул, д.59,	-	0,001375288	- 15,50
Чистопольская ул, д.6,	-	0,000668982	- 11,74
Чистопольская ул, д.61,	-	0,001714784	- 25,48
Чистопольская ул, д.73,	-	0,000551375	- 40,08
Чистопольская ул, д.75,	-	0,001303319	- 12,41
Чистопольская ул, д.77/2,	-	0,001505887	- 23,37
Чистопольская ул, д.81,	-	0,001174086	- 16,86
Чишмяле ул, д.1,	-	0,000025708	- 12,18
Чишмяле ул, д.11,	-	0,000608242	- 20,40
Чишмяле ул, д.17,	-	0,001702097	12,74
Энергетиков ул, д.18,	-	0,000555265	- 19,53
Юлиуса Фучика ул, д.100,	-	0,000200732	- 11,03
Юлиуса Фучика ул, д.102,	-	0,000528309	- 9,00
Юлиуса Фучика ул, д.104,	-	0,001210740	- 22,70
Юлиуса Фучика ул, д.106,		0,000186336	- 28,45
Юлиуса Фучика ул, д.106А,	-	0,000502645	- 24,75
Юлиуса Фучика ул, д.108,	-	0,000809918	- 20,09
Юлиуса Фучика ул, д.115,	-	0,000770873	3,27
Юлиуса Фучика ул, д.117,	-	0,000334548	- 33,96
Юлиуса Фучика ул, д.121,	-	0,001270776	11,06
Юлиуса Фучика ул, д.129,	-	0,001924911	- 24,17
Юлиуса Фучика ул, д.131,	-	0,000945022	- 2,24
Юлиуса Фучика ул, д.133,	-	0,000270165	- 18,57

			Продолжение таблицы 1
Юлиуса Фучика ул, д.135,		0,000822209	3,19
Юлиуса Фучика ул, д.14,		0,000187270	44,16
Юлиуса Фучика ул, д.141,		0,000666934	1,83
Юлиуса Фучика ул, д.143,		0,000432933	3,84
Юлиуса Фучика ул, д.145,		0,002853551	14,30
Юлиуса Фучика ул, д.149,	-	0,000827201	9,92
Юлиуса Фучика ул, д.151,	-	0,001187513	11,04
Юлиуса Фучика ул, д.16,	-	0,001417764	27,49
Юлиуса Фучика ул, д.18,		0,000036269	16,46
Юлиуса Фучика ул, д.2,		0,002342773	52,85
Юлиуса Фучика ул, д.20,	-	0,000005441	16,33
Юлиуса Фучика ул, д.22,	-	0,001509374	34,03
Юлиуса Фучика ул, д.24,		0,000089054	16,10
Юлиуса Фучика ул, д.30,	-	0,000797334	26,01
Юлиуса Фучика ул, д.44,		0,000071471	31,42
Юлиуса Фучика ул, д.50,		0,000426689	7,16
Юлиуса Фучика ул, д.62А,	-	0,000716533	24,04
Юлиуса Фучика ул, д.64, к.1,	-	0,001498341	24,35
Юлиуса Фучика ул, д.69,	-	0,002721265	37,05
Юлиуса Фучика ул, д.71,	-	0,001916228	28,16
Юлиуса Фучика ул, д.75,		0,000489525	22,69
Юлиуса Фучика ул, д.8,	-	0,000097692	24,26
Юлиуса Фучика ул, д.8Б,	-	0,001367036	20,63
Юлиуса Фучика ул, д.98,	-	0,000860874	22,24
Ютазинская ул, д.16,	-	0,000802582	5,44
Ютазинская ул, д.18,	-	0,000607891	6,76
Ямашева пр-кт, д.101,	-	0,000568047	14,08
Ямашева пр-кт, д.104, к.2,	-	0,000130335	9,94
Ямашева пр-кт, д.108,		0,000267137	16,01
Ямашева пр-кт, д.11,	-	0,001641746	37,84
Ямашева пр-кт, д.112,	-	0,000632549	32,20
Ямашева пр-кт, д.17,		0,000491515	46,13
Ямашева пр-кт, д.28,	-	0,000563968	36,89
Ямашева пр-кт, д.30,		0,001075445	15,18
Ямашева пр-кт, д.32,	-	0,000275634	32,59
Ямашева пр-кт, д.39,	-	0,000895679	31,14
Ямашева пр-кт, д.49,	-	0,000619307	34,98
Ямашева пр-кт, д.51,	-	0,000878787	29,93
Ямашева пр-кт, д.61,		0,001098354	40,87
Ямашева пр-кт, д.63,	-	0,002907291	36,76
Ямашева пр-кт, д.65,	-	0,000342657	24,72
Ямашева пр-кт, д.71,	-	0,001679382	37,74
Ямашева пр-кт, д.74,	-	0,001071107	52,33
Ямашева пр-кт, д.76,	-	0,000007691	39,48
Ямашева пр-кт, д.78,	-	0,000020395	32,93

Продолжение таблицы 1			
Ямашева пр-кт, д.79,	-	0,000560994	- 39,28
Ямашева пр-кт, д.82,		0,000499367	- 23,93
Ямашева пр-кт, д.85,	-	0,000150790	- 24,78
Ямашева пр-кт, д.88,		0,000261275	- 30,95
Ямашева пр-кт, д.89,		0,000112293	- 48,26
Ямашева пр-кт, д.9,	-	0,001728462	- 14,27
Ямашева пр-кт, д.91,	-	0,001392780	- 2,76
Ямашева пр-кт, д.94,		0,000019435	- 22,61
Ямашева пр-кт, д.96а,		0,000282929	- 20,69
Общий итог	-	0,467595181	- 12 051,28

Таблица 2 Среднемесячное снижение потребления тепловой энергии при переходе на ИВВП по г. Казани

	Количество МКД	Среднемесячное снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС, Гкал
до 1980г.		
1960	9	- 0,000683
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,000308
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	2	- 0,000788
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	6	- 0,000711
1961	1	- 0,000928
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,000928
1962	12	- 0,001070
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	12	- 0,001070
1963	16	- 0,000821
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,001247
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	15	- 0,000792
1964	10	- 0,000882
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,002043
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	9	- 0,000753
1965	5	- 0,001139
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	5	- 0,001139
1966	3	- 0,001443
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	3	- 0,001443
1967	1	- 0,001600
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,001600
1968	3	- 0,001467
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	3	- 0,001467
1969	7	- 0,000773
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,000934
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	6	- 0,000746
1970	9	- 0,000575

Продолжение таблицы №2		
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	9	- 0,000575
1971	2	- 0,000941
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,000140
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,001743
1972	5	- 0,001086
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,000732
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	2	- 0,001474
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	2	- 0,000875
1974	7	- 0,000994
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,000862
до 1999 г. (включительно) 6-этажн.ж/д	1	- 0,000555
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	3	- 0,000558
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	2	- 0,001933
1975	18	- 0,000939
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	16	- 0,000993
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	2	- 0,000503
1976	8	- 0,000875
до 1999 г. (включительно) 6-этажн.ж/д	1	- 0,000074
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	4	- 0,000984
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	3	- 0,000995
1977	2	- 0,001093
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	2	- 0,001093
1978	15	- 0,001056
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	1	- 0,000832
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,000740
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	11	- 0,000996
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,002575
1979	7	- 0,000999
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	7	- 0,000999
после 1980г.		
1980	12	- 0,000706
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,001728
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	10	- 0,000633
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,000413
1981	8	- 0,001219
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,001298
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	6	- 0,001192
1982	9	- 0,000946
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,000948
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	7	- 0,000945
1983	11	- 0,000844
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	10	- 0,000902
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,000265
1984	14	- 0,001258
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	1	- 0,000130

Продолжение таблицы №2		
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,001268
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	11	- 0,001375
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,001086
1985	18	- 0,000954
до 1999 г. (включительно) 12-этажн.ж/д	1	- 0,001677
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,000613
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	15	- 0,000951
1986	18	- 0,001364
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	17	- 0,001335
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,001854
1987	11	- 0,001262
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	1	- 0,000596
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,000434
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	9	- 0,001429
1988	12	- 0,000761
до 1999 16 и более-этажн.ж/д	1	- 0,000096
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	1	- 0,000091
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,000608
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	8	- 0,000966
1989	17	- 0,000762
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	4	- 0,000528
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	2	- 0,000681
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	11	- 0,000861
1990	11	- 0,000828
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	1	- 0,001028
до 1999 г. (включительно) 15-этажн.ж/д	1	- 0,001026
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	8	- 0,000865
до 1999 г. (включительно) 4-этажн.ж/д	1	- 0,000139
1991	12	- 0,001346
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	5	- 0,001116
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	6	- 0,001477
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,001708
1992	18	- 0,001006
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	8	- 0,001188
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	9	- 0,000947
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,000079
1993	13	- 0,000978
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	6	- 0,001157
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,000244
до 1999 г. (включительно) 15-этажн.ж/д	1	- 0,000312
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	4	- 0,001113
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,000769
1994	19	- 0,001192
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	10	- 0,001174
до 1999 г. (включительно) 15-этажн.ж/д	1	- 0,001496

Продолжение таблицы №2		
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	8	- 0,001175
1995	14	- 0,001074
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	8	- 0,001322
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	6	- 0,000745
1996	31	- 0,001112
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	18	- 0,001104
до 1999 г. (включительно) 8-этажн.ж/д	3	- 0,001370
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	8	- 0,001269
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	2	- 0,000169
1997	20	- 0,001225
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	10	- 0,001210
до 1999 г. (включительно) 12-этажн.ж/д	1	- 0,000757
до 1999 г. (включительно) 8-этажн.ж/д	2	- 0,001738
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	7	- 0,001167
1998	23	- 0,001193
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	10	- 0,001283
до 1999 г. (включительно) 15-этажн.ж/д	2	- 0,000640
до 1999 г. (включительно) 6-этажн.ж/д	1	- 0,000521
до 1999 г. (включительно) 7-этажн.ж/д	1	- 0,000840
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	7	- 0,001397
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	2	- 0,001093
1999	11	- 0,001042
до 1999 г. (включительно) 10-этажн.ж/д	4	- 0,000822
до 1999 г. (включительно) 14-этажн.ж/д	1	- 0,001509
до 1999 г. (включительно) 15-этажн.ж/д	1	- 0,001123
до 1999 г. (включительно) 6-этажн.ж/д	1	- 0,000987
до 1999 г. (включительно) 7-этажн.ж/д	2	- 0,001117
до 1999 г. (включительно) 9-этажн.ж/д	1	- 0,001274
до 1999 г. (включительно) 5-этажн.ж/д	1	- 0,001052
2000	24	- 0,000838
10-этажн.ж/д после 1999	12	- 0,000764
12 и более -этажн.ж/д после 1999	2	- 0,000629
5 -этажн.ж/д после 1999	1	- 0,000949
6-этажн.ж/д после 1999	2	- 0,000835
7 -этажн.ж/д после 1999	1	- 0,000691
9- -этажн.ж/д после 1999	6	- 0,001064
2001	24	- 0,001164
10-этажн.ж/д после 1999	10	- 0,001164
12 и более -этажн.ж/д после 1999	2	- 0,001334
5 -этажн.ж/д после 1999	2	- 0,001160
7 -этажн.ж/д после 1999	4	- 0,000940
9- -этажн.ж/д после 1999	6	- 0,001258
2002	23	- 0,001206
10-этажн.ж/д после 1999	10	- 0,001333
12 и более -этажн.ж/д после 1999	3	- 0,000905

Продолжение таблицы №2		
7 -этажн.ж/д после 1999	4	- 0,001406
9- -этажн.ж/д после 1999	6	- 0,001012
2003	5	- 0,001144
10-этажн.ж/д после 1999	2	- 0,000965
9- -этажн.ж/д после 1999	3	- 0,001264
2004	12	- 0,000911
10-этажн.ж/д после 1999	2	- 0,000948
12 и более -этажн.ж/д после 1999	5	- 0,001221
9- -этажн.ж/д после 1999	5	- 0,000586
2005	2	- 0,000827
10-этажн.ж/д после 1999	1	- 0,000351
9- -этажн.ж/д после 1999	1	- 0,001303
2006	3	- 0,001036
10-этажн.ж/д после 1999	1	- 0,000568
12 и более -этажн.ж/д после 1999	1	- 0,001367
9- -этажн.ж/д после 1999	1	- 0,001174
2007	2	- 0,001057
10-этажн.ж/д после 1999	2	- 0,001057
2008	1	- 0,000812
10-этажн.ж/д после 1999	1	- 0,000812
2009	1	- 0,001006
10-этажн.ж/д после 1999	1	- 0,001006
Общий итог	539	- 0,001031

укрупненный расчет влияния перевода системы горячего водоснабжения от ИТП (индивидуальных водо-водяных подогревателей с автоматическим регулированием) по

название муниципального образования
на 13.11.2021
дата

I. Информация по СЦТ

Теплоснабжающая организация (ЕТО) _____
Теплосетевая организация _____
Источники теплоснабжения _____
Полный год до перехода на ИТП _____
Расчетный год до перехода на ИТП _____

Заказчик: _____

II. Информация по первичным данным

1. Информация по МКД (от ЦТП)

Кол-во МКД от ЦТП	Площадь, м2	Потребление тепловой энергии на нужды ГВС, Гкал	Общее потребление тепловой энергии за год	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал
-	-	-	-	-

2. Информация по сетям ГВС и ЦТП

Протяженность тепловых сетей ГВС, п.км.	Потеря теплоносителя в сетях ГВС до перехода на ИТП за год, т	Количество ЦТП, шт.	Нормативные технологические затраты электрической энергии насосной станцией (ЦТП) в год, квтч/1 ЦТП	Тариф на тепловую энергию на потери (без НДС), руб./Гкал	Тариф на теплоноситель (без НДС), руб./т	Тариф на электрическую энергию (без НДС), руб./Квт*ч
-	-	-	-	-	-	-
Общее количество потерь тепловой энергии в год, Гкал	Процент потерь тепловой энергии, %					
-	-					

3. Информация по источникам теплоснабжения

Наименование источника теплоснабжения	Полезный отпуск тепловой энергии за год до перехода на ИТП, Гкал	Тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой до перехода на ИТП, Гкал	Себестоимость тепловых потерь, руб.
-	-	-	-

4. Информация по ИТП

Количество ИТП к установке, шт	Стоимость ИТП, тыс. руб.	Стоимость ежегодного обслуживания ИТП, руб. / 1 м2
-	-	-

5. Информация по одновременным и ежегодным затратам до и при переходе на ИТП

	До перехода на ИТП		При переходе на ИТП	
	Ежегодные затраты, тыс. руб.	Единовременные затраты, тыс. руб.	Ежегодные затраты, тыс. руб.	Единовременные затраты, тыс. руб.
Для тепловых сетей	-	-	-	-
Для источников теплоснабжения	-	-	-	-
Для МКД	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-

II. Расчет экономического эффекта

	Значение	Ед. изм.
Расчет эффекта для многоквартирных домов в год		
Величина снижения потребления тепловой энергии на подогрев для ГВС	-	Гкал
Процент снижения теплопотребления	-	%
Эффект от снижения потребления тепловой энергии	-	тыс. руб.
Эффект от снижения тарифа на тепловую энергию	-	тыс. руб.
Экономический эффект для МКД от ЦТП	-	тыс. руб.
Экономия за счет снижения теплопотребления на ГВС в среднем на 1 МКД	-	тыс. руб./МКД
Расчет эффекта для тепловых сетей		
Снижение тепловых потерь	-	Гкал
	-	тыс. руб.
Процент снижения тепловых потерь	-	%
Снижение потерь теплоносителя	-	т
	-	тыс. руб.
Снижение потребления электрической энергии на ЦТП	-	кВт*ч
	-	тыс. руб.
Снижение расходов на содержание тепловых сетей и ЦТП	-	тыс. руб.
Экономический эффект для тепловых сетей	-	тыс. руб.
Расчет эффекта для источника теплоснабжения		
Прямые тепловые потери с охлаждающей конденсатор водой	-	Гкал
Экономический эффект для источника теплоснабжения	-	тыс. руб.
Расчет экономического эффекта для энергетической системы	-	тыс. руб.

II. Расчет срока окупаемости для системы теплоснабжения

Срок окупаемости (без учета потребления тепловой энергии на отопление)	-	лет
Срок окупаемости для тепловых сетей	-	лет
Срок окупаемости для источников теплоснабжения	-	лет
Срок окупаемости для системы теплоснабжения	-	лет

Рисунок 1. Пример отчета по укрупненному расчету влияния перевода горячего водоснабжения на ИТП на систему теплоснабжения

Таблица 3 Энергетический и экономический эффект от перехода на ИВВП г. Заинск

	Значение	Ед. изм.
Эффект для многоквартирных домов в год		
Величина снижения потребления тепловой энергии на подогрев для ГВС	2 617,74	Гкал
Процент снижения теплопотребления	25,98	%
Эффект от снижения потребления тепловой энергии	5 208,46	тыс. руб.
Эффект от снижения тарифа на тепловую энергию	2 125,47	тыс. руб.
<i>Экономический эффект для МКД от ликвидации ЦТП</i>	7 333,93	тыс. руб.
<i>Экономия за счет снижения теплопотребления на ГВС в среднем на 1 МКД</i>	215,70	тыс. руб./МКД
Эффект для тепловых сетей		
Снижение тепловых потерь	1 783,31	Гкал
	2 771,98	тыс. руб.
Процент снижения тепловых потерь	4,32	%
Снижение потерь теплоносителя	119,60	т
	3,97	тыс. руб.
Снижение потребления электрической энергии на ЦТП	171 271,00	кВт·ч
	952,27	тыс. руб.
Снижение расходов на содержание тепловых сетей и ЦТП	10 838,33	тыс. руб.
<i>Экономический эффект для тепловых сетей</i>	14 566,55	Тыс. руб.
Эффект для источника теплоснабжения		
Прирост тепловых потерь с охлаждающей конденсатор водой	122,67	Гкал
<i>Экономический эффект для источников теплоснабжения</i>	- 104,27	тыс. руб.
<i>Экономический эффект для системы теплоснабжения города</i>	21 482,11	тыс. руб.

Таблица 4. Энергетический и экономический эффект от перехода на ИВВП г. Нижнекамск

	Значение	Ед. изм.
Эффект для многоквартирных домов в год		
Величина снижения потребления тепловой энергии на подогрев для ГВС	55 598,98	Гкал
Процент снижения теплопотребления	24,92	%
Эффект от снижения потребления тепловой энергии	110 624,17	тыс. руб.
Эффект от снижения тарифа на тепловую энергию	88 930,82	тыс. руб.
Экономический эффект для МКД от ликвидации ЦТП	199 554,99	тыс. руб.
Экономия за счет снижения теплопотребления на ГВС в среднем на 1 МКД	255,51	тыс. руб./МКД
Эффект для тепловых сетей		
Снижение тепловых потерь	54 079,80	Гкал
	98 083,45	тыс. руб.
Процент снижения тепловых потерь	22,63	%
Снижение потерь теплоносителя	325 477,00	т
	10 796,07	тыс. руб.
Снижение потребления электрической энергии на ЦТП	8 472 000,00	кВт·ч
	47 087,19	тыс. руб.
Снижение расходов на содержание тепловых сетей и ЦТП	239 552,24	тыс. руб.
Экономический эффект для тепловых сетей	395 518,95	Тыс. руб.
Эффект для источника теплоснабжения		
Приrost тепловых потерь с охлаждающей конденсатор водой	10 230,21	Гкал
Экономический эффект для источников теплоснабжения	- 8 695,68	тыс. руб.
Экономический эффект для системы теплоснабжения города	586 378,26	тыс. руб.