

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. Н.П. ОГАРЁВА»

430000 г. Саранск, ул. Большевистская, 68 тел.: 24-48-88

СОГЛАСОВАНО

Глава администрации
городского поселения Ардатов

«»
А.В. Козлов
2019 г.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по науке

«»


СОГЛАСОВАНО

Директор МУП «Ардатовтеплосеть»

«»
Н.А. Фролов
2019 г.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.П. АРДАТОВ
ДО 2028 ГОДА

Руководитель
УНЦ «Мордовский центр энергосбережения»

«» А.П. Левцев

Саранск 2019

Содержание

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения	6
1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций	6
1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями .	10
1.1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии	10
1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	10
1.2 Источники тепловой энергии	10
1.2.1 Общие положения.....	10
1.2.2 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)	11
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	13
1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	13
1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	25
1.2.6 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	25
1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования.....	26
1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	26
1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	26
1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	26
1.3 Тепловые сети	27
1.3.1 Общие положения.....	27
1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Ардатов	28
1.3.3 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	29
1.3.4 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	44
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии	49
1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения	49
1.4.1.1 Зона котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть»	49
1.4.1.2 Зона действия котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть»	50
1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных.....	52
1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных	52
1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения.....	52
1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения	52
1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной	53
1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных	53
1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	55
1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим	55
1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	56
1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	56
1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	57
1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки на отопление при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	62
1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	71

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	73
1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2010-2018 г.	73
1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным.....	74
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии	75
1.7 Балансы теплоносителя	75
1.7.1 Котельная №1 МУП «Ардатовтеплосеть».....	75
1.7.2 Котельная №2 МУП «Ардатовтеплосеть».....	75
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	75
1.8.1 Топливный баланс котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть».....	75
1.8.2 Топливный баланс котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть».....	76
1.8.7 Топливный баланс котельных г.п. Ардатов	77
1.9 Техничко-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Ардатов	78
1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным МУП «Ардатовтеплосеть».....	78
1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной МУП «Ардатовтеплосеть».....	79
1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным МУП «Ардатовтеплосеть»	80
1.10 Тарифы в системе теплоснабжения	83
1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	83
2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	84
2.1 Общие положения.....	84
2.2 Прогноз перспективной застройки.....	84
3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов	85
3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов	85
3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU»	85
3.2.1 Общие положения.....	85
3.2.2 ГИС «Zulu»	85
3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»	86
3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети	86
3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети	86
3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети	87
3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети	87
3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике	87
3.2.3.6 Коммутационные задачи	88
3.2.3.7 Пьезометрический график	88
3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию	88
3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов.....	88
3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов.....	89
3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения.....	89
3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения.....	90
3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели.....	90
3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города.....	90
4 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности	107
4.1 Общие положения.....	107
4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028 г. с выделением этапов в 2013г., 2018г., 2019-2022г.г., 2023-2027г.г., при развитии систем теплоснабжения	107
4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018 г.	107
4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2019-2023 г.г.	108
4.2.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г.	109

4.2.4 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки	109
5 Перспективные балансы водоподготовительных установок	110
5.1 Общие положения	110
5.2 Перспективные объемы теплоносителя	110
5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети	112
5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети	112
6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	112
6.1 Общие положения	112
6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	113
6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2019 до 2023 г.г.	113
6.2.2 Развитие источников теплоснабжения с 2024 до 2028 г.г.	114
7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них	115
7.1 Общие положения	115
7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки	115
7.2.1 Структура предложений	115
7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки	115
7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта	116
8 Топливные балансы	137
8.1 Общие положения	137
8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным МУП «Ардатовтеплосеть»	137
9.1 Общие положения	141
9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения	144
9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети	144
9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети	147
9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям	148
9.2.3 Результаты расчетов	149
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Ардатов на отопительный период 2018 года	149
9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети	149
9.3.1.1 Общие положения	149
9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям	149
10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	150
10.1. Общие положения	150
10.2. Нормативно-методическая база для проведения расчетов	150
10.3. Макроэкономические параметры	150
10.3.1. Сроки реализации	150
10.3.2. Основные подходы к расчету экономической эффективности	150
10.3.2.1. Потребность в инвестициях и источники финансирования	151
10.3.2.2. Программа производства и реализации	151
10.3.2.3. Производственные издержки по теплоисточникам	151
10.3.2.4. Производственные издержки по тепловым сетям	152
10.3.2.5. Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения	152
10.4. Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу	152

10.4.1. Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п. Ардатов	152
10.4.2. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них	153
11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации	154
11.1 Общие положения.....	154
11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Ардатов	155
11.3 Выводы.....	155
12 Воздействие на окружающую среду	156
12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)	156
12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере.....	156
12.1.2 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения	156

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения

1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

На начало периода 2019 г. г.п. Ардатов Ардатовского муниципального района в сфере теплоснабжения осуществляет производство и передачу тепловую энергию, обеспечивая теплоснабжение жилых и административных зданий поселка одна организация МУП «Ардатовтеплосеть». На балансе данной организации находятся следующие котельные: котельные №1 и №2.

Котельная №1 введена в эксплуатацию в 1991 году. В котельной установлены четыре котла КСВ-1,86 теплопроизводительностью 1,6 Гкал/ч. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 6,4 Гкал/ч. По состоянию на четвертый квартал 2018 года котельная №1 г.п. Ардатов обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенных по ул. Постникова, а именно дома (№1, 3, 5, 7, 9, 11), а также дома по ул. Полевая, 74, дома (№1, 3, 5, 5а, 15) расположенные во 2-м микрорайоне, дома (№2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 23, 25, 26, 26а, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 42,) расположенные в 1-м микрорайоне. Для покрытия тепловых нагрузок котельная №1 работает по температурному графику 95-70°C. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей равна 3,6228 Гкал/час, вся нагрузка составляет нагрузка отопления. Тепловые сети от котельной №1 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (Willo IL 100/190-30/2, Willo IL 32/160-2,2/2). Общая протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении от котельной №1 г.п. Ардатов составляет 8224,0 м, из которых 1154 м подземка, 7070 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная №2 введена в эксплуатацию в 1994 году. В котельной установлены пять котлов марки КСВ-1,86 теплопроизводительностью 1,6 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 8,0 Гкал/ч. По состоянию на четвертый квартал 2018 года котельная №2 г.п. Ардатов обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Полевая дом (№ 63а), пер. М. Горького дом №5, ул. Красноармейская дома (№74б, 80, 84), ул. Комсомольская дома (№107, 129, 133, 137, 139, 148, 150, 156), ул. Карла-Маркса дома (№ 120 158). Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №2 работает по температурному графику 95-70°C. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №2 равна 3,5539 Гкал/ч, вся нагрузка является отопительной. Тепловые сети от котельной №2 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (Willo IL 100/190-30/2, Willo IL 32/160-2,2/2). Общая протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении от котельной №2 г.п. Ардатов составляет 7820 м, из которых 256 м подземка, 7564 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Зоны действия теплоснабжающей организации представлены по основным крупным котельным на рис.1.1 и рис.1.2.



Рисунок 1.1-Зона действия котельной №1



Рисунок 1.2-Зона действия котельной №2

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г.п. Ардатов. При проведении кадастрового зонирования территории г.п. Ардатов выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей поселковой застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект. При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1.

где, А – номер Республики Мордовия в Российской Федерации (13); Б – номер Ардатовского района (01).

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий. Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения г.п. Ардатов.

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории Ардатовского района представлен на рисунке 1.1.

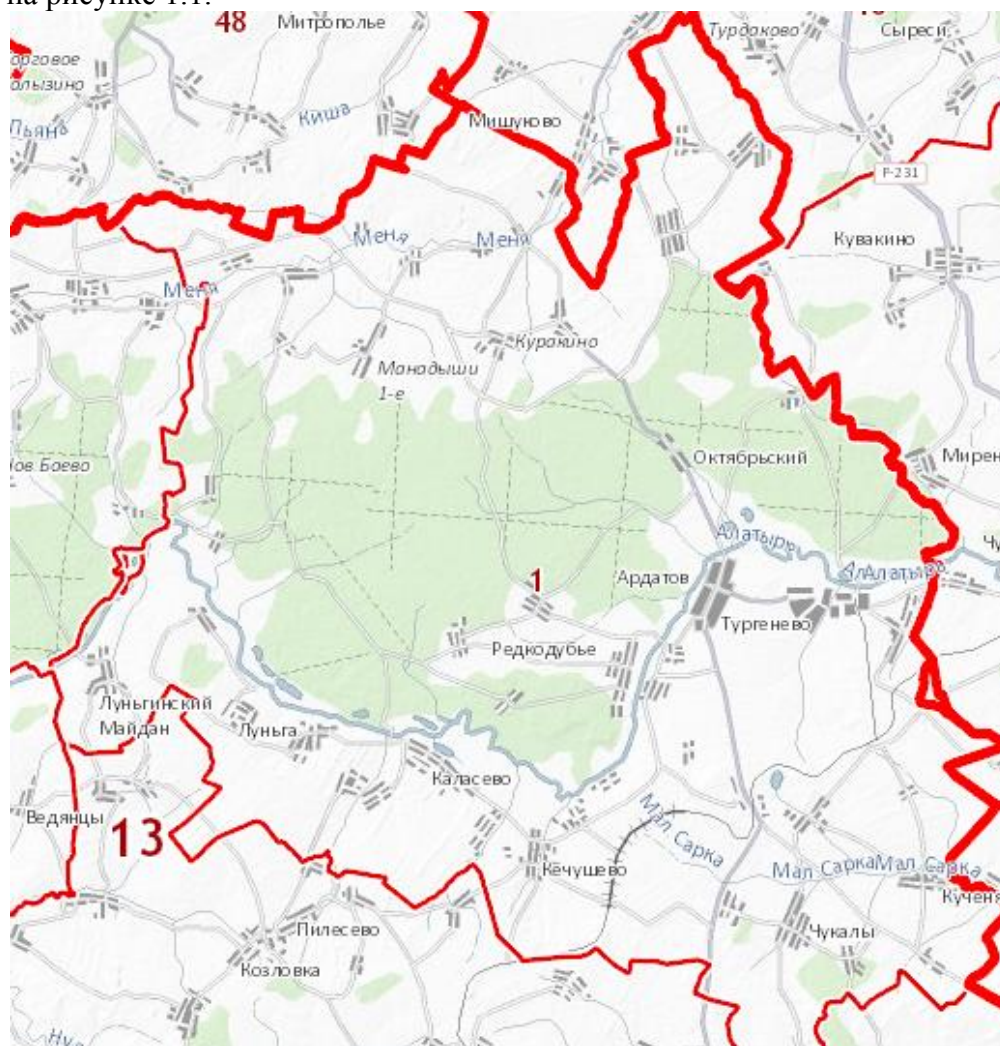


Рисунок 1.3 - Сетка кадастрового деления территории Ардатовского административного района

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 12.11.2018 г. в системах централизованного теплоснабжения - производство и транспортировку тепловой энергии осуществляет одна теплоснабжающая организация МУП «Ардатовтеплосеть», которая заключают договор на продажу произведенной тепловой энергии на котельных населению. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет МУП «Ардатовтеплосеть».

Отпуск тепловой энергии в горячей воде от теплоисточника для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям МУП «Ардатовтеплосеть» определяется на границах ответственности по их приборам учета. За время разработки схемы теплоснабжения в системе договорных отношений рассмотренных выше организаций изменений не произошло.

1.1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии

Сведения по зонам действия прочих источников тепловой энергии отсутствуют. Так как сторонние предприятия расположенные на территории г.п. Ардатов не предоставили сведения.

1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах г.п. Ардатов в частном секторе, где преобладает 1 этажная застройка.

Теплообеспечение всей малоэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованное (индивидуальное), в виду экономически не выгодного присоединения их центральному теплоснабжению. Основным топливом индивидуальной застройки является природный газ.

1.2 Источники тепловой энергии

1.2.1 Общие положения

Теплоснабжение г.п. Ардатов осуществляется от следующих котельных: (котельная №1 и котельная №2 - МУП «Ардатовтеплосеть», а также от сторонних организаций).

Все котельные работают на природном газе. Суммарная располагаемая тепловая мощность котельных 13,09 Гкал/ч вполне достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников г.п. Ардатов, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2018 года составила 7,18 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - МУП «Ардатовтеплосеть».

Что касается отдельных групп источников теплоснабжения (котельных) в общую тепловую мощность г.п. Ардатов, представленных на рисунке 1.4, составляют: котельная №1 – 41,56%; котельная №2 – 58,44%.

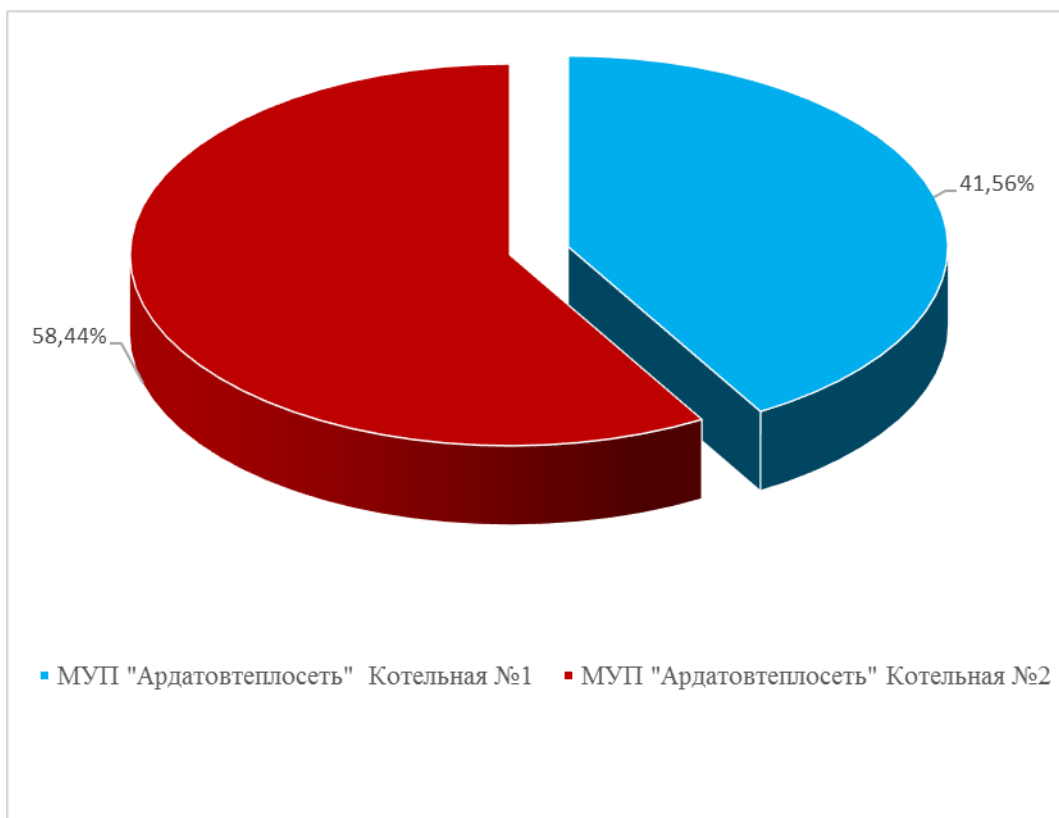


Рисунок 1.4 – Вклады в общую тепловую мощность источников теплоснабжения г.п. Ардатов

Перечень котельных представлен соответственно следующему делению:

- по мощности котельных:
- крупные котельные (выше 10 Гкал/ч);
- средние котельные (от 5 до 10 Гкал/ч);
- малые котельные (от 1 до 5 Гкал/ч);
- индивидуальные котельные (менее 1 Гкал/ч).

В г.п. Ардатов все котельные относятся к группе средних (от 5 до 10 Гкал/ч). Суммарная располагаемая мощность всех котельных составляет 13,09 Гкал/ч.

По ведомственной принадлежности котельных:

- **ведомственные котельные**, входящие в систему централизованного теплоснабжения СЦТ (сети обслуживаются МУП «Ардатовтеплосеть»);
- **прочие ведомственные котельные**, не относящиеся к системе централизованного теплоснабжения СЦТ.

1.2.2 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании МУП «Ардатовтеплосеть» расположенные в г.п. Ардатов представлены в табл.1.1-1.8

Таблица 1.1-Характеристики котлоагрегатов котельной №1 г.п. Ардатов

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
3	КВа-1,86	1,6	2006	95-70	85,0
4	КВа-1,86	1,6	2006	95-70	85,0
1	КВа-1,86	1,6	2006	95-70	85,0
2	КВа-1,86	1,6	2006	95-70	85,0

Таблица 1.2-Характеристика насосов котельной №1 г.п. Ардатов

Марка насоса	Подача, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Сетевые			
Willo IL 100/190-30/2	180	48	30,0
Willo IL 100/190-30/2	180	48	30,0
Подпиточные			
Willo IL 32/160-2,2/2	25	32	2,2
Willo IL 32/160-2,2/2	25	32	2,2

Таблица 1.3-Характеристика дымососов котельной №1 г.п. Ардатов

Наименование	Марка	Количество, шт.	Характеристики электродвигателя
Дымосос	ДН-9	1	P=15,0 кВт, n=1500 об/мин.
	Д-9	4	P=5,5 кВт, n=1440 об/мин.

Таблица 1.4-Характеристика ХВО котельной №1 г.п. Ардатов

Наименование оборудование и материалов	Тип, марка оборудования	Количество, шт.	Год ввода в эксплуатацию
Фильтр Na- катионовый	ФиПа – 1 – 1,5 – 0,6 Н	3	1988

Таблица 1.5-Характеристики котлоагрегатов котельной №2 г.п. Ардатов

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
3	КСВ-1,86	1,6	1994	95-70	85,5
2	КСВ-1,86	1,6	1994	95-70	81,4
4	КСВ-1,86	1,6	1994	95-70	86,4
1	КСВ-1,86	1,6	1994	95-70	86,7
5	КСВ-1,86	1,6	1994	95-70	85,3

Таблица 1.6-Характеристики насосов котельной №2 г.п. Ардатов

Марка насоса	Подача, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Сетевые			
Willo IL 100/190-30/2	180	48	30,0
Willo IL 100/190-30/2	180	48	30,0
Подпиточные			
Willo IL 32/160-2,2/2	25	32	2,2
Willo IL 32/160-2,2/2	25	32	2,2

Таблица 1.7-Характеристики дымососов котельной №2 г.п. Ардатов

Наименование	Марка	Количество, шт.	Характеристики электродвигателя
Дымосос	ДН-10	3	P=30,0 кВт, n=1500 об/мин.
	Д-6,3	2	P=5,5 кВт, n=1440 об/мин.

Таблица 1.8-Характеристика ХВО котельной №2 г.п. Ардатов

Наименование оборудование и материалов	Тип, марка оборудования	Количество, шт.	Год ввода в эксплуатацию
Фильтр Na- катионовый	ФиПа – 1 – 1,5 – 0,6 Н	4	1994

Все оборудование котельной находится в исправном состоянии.

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу.

Основное оборудование котельных представлено котлами различной мощности отечественных производителей: КВа-1,86, КСВ-1,74.

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Техническое состояние водогрейных котлов и вспомогательного оборудования котельных МУП «Ардатовтеплосеть» – находится в удовлетворительном состоянии, все котельные ТСО были введены в эксплуатацию в 1991 г. и 1994 г.

1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной определяется расчетным путем согласно "Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станции и котельных», утвержденной Приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 323 и методических рекомендаций Роскоммунэнерго.

В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат: растопка, (продувка котлов); обдувка поверхностей нагрева; деаэрация (выпар); технологические нужды ХВО; отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением тепловой энергии теплопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, парение при опробовании и другие потери.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом за год. При этом, расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выполняться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.)

В качестве исходных данных принимались отчетные и нормативные показатели такие как: (планируемый отпуск, количество растопок, удельный расход на собственные нужды ХВО, температура воды, количество и площади баков, численность работающего персонала, количество душевых сеток и т.п.) (табл. 1.11).

Ниже произведен расчет собственных нужд по статьям на 2018 г. на примере котельной №2 г.п. Ардатов на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Инструкции.

Потери тепловой энергии с продувочной водой

Потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал, зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле:

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^{I_{\kappa}} K_{\text{прод}i} Q_{\text{им}i}, \quad (1.1)$$

где, $K_{\text{прод}i}$ - коэффициент продувки i-го котла, принимаемый для непрерывной продувки паровых котлов – 0,01, для периодической продувки паровых котлов – 0,005, водогрейных котлов – 0,003;

$Q_{\text{им}}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котлом за расчетный период;

I_{κ} - количество котлов.

Для котельной №2 за январь периода регулирования потери с продувочной водой согласно формуле (1.1), составят:

$$Q_{\text{прод}} = 0,003 \cdot 1811,01 = 5,43 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов $Q_{\text{расп}}$, определяется по формуле (1.2.),

$$Q_{расч} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_{ki} (K' N'_i + K'' N''_i), \quad (1.2.)$$

где, Q_k - часовая выработка тепловой энергии i -ым котлом (по паспортной характеристике), Гкал;
 K' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя до 12 ч (из горячего состояния), принимаемая в отопительном периоде – 0,3, в неотопительном – 0,2;

N'_i - количество растопок из горячего состояния в расчетном периоде;

K'' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя свыше 12 ч (из холодного состояния), принимаемая в отопительном периоде – 0,65, в неотопительном – 0,45;

N''_i - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде.

Расчетное количество растопок котлов определяется по отчетным данным базового года с внесением коррективов по прогнозируемому режиму потребления тепловой энергии потребителями в октябре месяце расчетного периода.

Q_k - в нашем случае мощность котлов каждого составляет 1,8 Гкал/ч.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{расч} = (1,8 \cdot (0,3 \cdot 1 + 0,65 \cdot 1)) = 10,26 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки

Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки при отсутствии охладителя выпара находится, как

$$Q_{xво} = (K_{xво} G_{xво} K_{вз} C_{в} (t'' - t') Z_{xво} 10^{-3}) + (0,004 G_{xво} (i'' - i') Z_{xво} 10^{-3}), \quad (1.3.)$$

где, $K_{xво}$ - удельный расход воды на собственные нужды ХВО, исходной воды на 1 т химически очищенной воды, принимается в зависимости от общей жесткости воды, (табл.1.11.);

$G_{xво}$ - средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, т/ч определяется расчетным путем и для зимнего периода составил 0,09 т/ч (табл.1.11.);

$K_{вз}$ - поправочный коэффициент, принимаемый из (табл.1.11.);

$C_{в}$ - теплоемкость воды, ккал/кг $^{\circ}$ C; принимаем – 1 ккал/кг $^{\circ}$ C;

t'' , t' - соответственно температура воды после и до подогревателя сырой и исходной воды, $^{\circ}$ C – принимаем соответственно +40 и +8,9 $^{\circ}$ C (табл.1.11.);

$Z_{xво}$ - продолжительность работы, в январе (табл.1.11.);

i'' , i' - энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды, (табл.1.11).

Для котельной №2 расход тепловой энергии на химводоподготовку составит:

$$Q_{xво} = (0,125 \cdot 0,09 \cdot (40 - 8,9) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) = 0,31 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии на отопление помещения котельной

Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения котельной №2 определяется следующим образом:

$$Q_o = \alpha V_o q_o (t_{вн} - t_{p.o}) 10^{-6}, \quad (1.4)$$

где, V_o - объем отапливаемого помещения (рабочей зоны), м 3 (табл.1.14.);

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_{p.o} = -30^{\circ}$ C, ккал/м 3 $^{\circ}$ C принимается (табл.1.11.);

$t_{p.o}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $^{\circ}$ C, принимаем -30 $^{\circ}$ C;

α - поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по нижеприведенным данным:

$t_{вн}$ - температура воздуха внутри помещения $^{\circ}$ C, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Инструкции равной 19 $^{\circ}$ C.

Для помещения котельной №2 расход тепла на отопление составит:

$$Q_o = 1 \cdot 2131 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,031 \text{ Гкал/ч.}$$

Пересчет расхода тепловой энергии на отопление в конкретном расчетном месяце, Гкал по формуле:

$$Q_{омме} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{ср}}{t_{вн} - t_{р.о}} r_{мес}, \quad (1.5)$$

где, $t_{ср}$ - средняя за январь температура наружного воздуха, °С. (табл.1.11.);

$r_{мес}$ - продолжительность отопления, принимаем (табл.1.11.).

Для котельной №2 затраты тепловой энергии на отопление за январь составят

$$Q_o = 0,031 \cdot (19 - (-12,3)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 14,89 \text{ Гкал/ч.}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами определяются по формуле (2.8):

$$Q_{mn}^{ка} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_i b_{ка}^{бр} Q_{усл.топл} \frac{q_5}{100} 10^{-6}, \quad (1.6)$$

где, Q_i - производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, Гкал;

$b_{ка}^{бр}$ - удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, кг.у.т./Гкал;

q_5 - средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегатов в окружающую среду, в % от количества теплоты топлива, принимается по показателям режимной карты для января для котла №1 $q_5 = 3,6$; №2 $q_5 = 4,0$;

$Q_{усл.топл.}$ - теплота сгорания по условному топливу, ккал/кг;

I_k - количество котлоагрегатов.

$$Q_{mn}^{ка} = (916,60 \cdot 170,68 \cdot 7000 \cdot \frac{3,6}{100} \cdot 10^{-6}) + (916,60 \cdot 181,12 \cdot 7000 \cdot \frac{4}{100} \cdot 10^{-6}) = 85,91 \text{ Гкал.}$$

Так как тепловыделения от котлоагрегатов покрывают всю нагрузку отопления котельного зала в несколько раз, то нагрузка отопления из общего баланса убирается за исключением отопления подсобных помещений, которые составляют около 15%.

Потери тепловой энергии баками различного назначения

Потери тепловой энергии баками различного назначения Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{бак} = q_{бж} F_{бж} R_t n_j r_{бж} 10^{-6}, \quad (1.7)$$

где, $q_{бж}$ - норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м²ч;

$F_{бж}$ - поверхность бака, м²;

R_t - температурный коэффициент;

n_j - количество баков 1;

$r_{бж}$ - продолжительность работы баков в расчетном периоде, 744 ч.

$$Q_{бак} = 21,6 \cdot 73 \cdot 1 \cdot 744 \cdot 10^{-6} = 1,17 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды котельной, Гкал, определяется по формуле:

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_p p_p (t_z - t_{хв}) T_q 10^{-3}, \quad (1.8.)$$

где, α_q - норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут. (табл.1.11);

N_q - количество душевых сеток принимаем (табл.1.11);

K_q - коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимается равным (табл.1.11);

α - норма расхода горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается (табл.1.11.);

M - численность работающих человек в сутки принимаем (табл.1.11);

$t_z, t_{хв}$ - соответственно температура горячей и исходной воды, принимаем (табл.1.11);

c_p - теплоемкость воды, 1 ккал/кг°С;

T_q - продолжительность в январе месяце, принимаем $T_q = 31$ сут;

ρ_p - плотность воды, принимаем $\rho_p = 0,98573$ т/м³ (при температуре горячей воды 55 °С);

$$Q_x = (0,27 \cdot 2 \cdot 1 + 0,024 \cdot 6) \cdot 1 \cdot 0,9857 \cdot (55 - 8,9) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 0,96 \text{ Гкал.}$$

Другие потери тепловой энергии

Другие потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, через теплоизоляцию трубопроводов), Гкал, принимают равными:

- для водогрейных котельных

$$Q_{np} = 0,001 Q_{произв},$$

где, $Q_{произв}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котельной за расчетный период.

Прочие потери для котельной №2 г.п. Ардатов.

$$Q_{np} = 0,001 \cdot 1811,01 = 1,81 \text{ Гкал.}$$

Общий расход тепловой энергии на собственные нужды за расчетный период определяется по формуле:

$$Q_{сн} = \sum_{i=1}^N Q_{снi}, \quad (1.9.)$$

где, $Q_{снi}$ - тепловые потери на i -е нужды, Гкал;

$$Q_{сн} = 5,43 + 10,26 + 0,31 + 14,89 + 1,17 + 0,96 + 1,81 = 22,19 \text{ Гкал.}$$

По другим месяцам и в целом за год расчеты проводились аналогично. Результаты расчета сведены в табл.1.11.

Норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для k -ой котельной в целом за год определяется по формуле:

$$H_{\kappa}^o = \frac{\sum_{j=1}^{12} \bar{H}_j^o \cdot Q_j}{\sum_{j=1}^{12} Q_j} \quad (1.10)$$

где, Q_j - отпуск тепловой энергии котельной в j -ом месяце, Гкал/мес.

Норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии в целом для ЭСО определяется по формуле:

$$H_{\text{ЭСО}}^o = \frac{\sum_{\kappa=1}^{12} \bar{H}_{\kappa}^o \cdot Q_{\kappa}}{\sum_{\kappa=1}^n Q_{\kappa}} \quad (1.11)$$

где, Q_{κ} - отпуск тепловой энергии κ -й котельной, Гкал/год.

Ниже приведен расчет норматива удельного расхода топлива на примере котельной №2, находящейся на балансе ЭСО на базовый 2018 г.

В качестве исходных данных для расчета нормативов удельного расхода топлива принимают:

- тип котлов, установленных в котельной;
- режим теплопотребления на отопление, вентиляцию, ГВС и технологию, а также расходы тепловой энергии на собственные нужды;
- нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии в собственных сетях и сетях абонентов;
- режимно-наладочные карты и нормативные характеристики работающих котлов.

Режим теплопотребления котельной по месяцам, технологические потери в тепловой сети сведены в табл.1.9. В данной таблице приведены расчетно-часовые нагрузки по месяцам. Также в табл.1.9 представлен режим теплопотребления. В итоге получен прогнозный отпуск тепловой энергии в сеть по месяцам и в целом за год.

По КПД при различной нагрузке, представленных в режимных картах проводилось распределение тепловой нагрузки по котлам. При распределении нагрузки по котлам руководствовались следующим принципом. Порядок включения котлов в работу определяется их КПД. При одновременной работе нескольких котлов нагрузка между ними делится пропорционально. Максимальная величина загрузки одного котла не превышает 85% от его номинала.

По соответствующим месячным тепловым нагрузкам определялась величина загрузки котлов.

По значениям загрузки котлов из режимных карт находились удельные расходы топлива методом интерполирования. Для регулируемого периода норма удельного расхода топлива на выработку котельной в январе составит:

$$\bar{H}_я = \frac{(1,22 \cdot 170,69 \cdot 744 + 1,22 \cdot 181,12 \cdot 708)}{(1,22 \cdot 744 + 1,22 \cdot 708)} = 175,90 \text{ кг.у.т./Гкал.}$$

По формуле (1.2) определяется средневзвешенная норма удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для января

$$\bar{H}_я^o = \frac{175,90}{1 - 0,121} = 178,06 \text{ кг.у.т./Гкал.}$$

Расчеты средневзвешенных норм удельного расхода топлива по другим месяцам, кварталам выполнены аналогично в табличном редакторе Excel и сведены в табл. 1.15-1.16.

По формуле (1.11) определялся норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для котельной на период регулирования.

$$\begin{aligned} \bar{H}_к^o = & \frac{178,06 \cdot 1811,01 + 177,14 \cdot 1604,13 + 180,60 \cdot 1435,88 + 171,88 \cdot 778,54 + 183,20 \cdot 63,23 +}{1811,01 + 1604,13 + 1435,88 + 778,54 + 63,23 +} \\ & \frac{+ 174,63 \cdot 608,33 + 181,06 \cdot 1224,05 + 177,63 \cdot 1600,01}{+ 608,33 + 1224,05 + 1600,01} = 177,90 \text{ кг.у.т./Гкал.} \end{aligned}$$

Результаты расчета групповых норм удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №2 г.п. Ардатов по кварталам на регулируемый период приведены в табл.1.16.

Таблица 1.9

Режим теплоснабжения котельной №2 г.п. Ардатов

Наименование	Коэффициент корректировки нагрузки	Температура наружного воздуха	Тепловые нагрузки, Гкал/ч					Режим теплоснабжения				Отпуск в сеть, Гкал
			3,554	0,000	0,00							
			отопления	вентиляции	ГВС	потери	Всего	отопления	вентиляции	ГВС	потери	
Январь	0,9	-12,3	2,05	0,00	0,000	0,381	2,43	744	0	0	744	1811,01
Февраль	0,9	-11,7	2,01	0,00	0,000	0,375	2,39	672	0	0	672	1604,13
Март	0,9	-5,9	1,62	0,00	0,000	0,311	1,93	744	0	0	744	1435,88
Апрель	0,9	4,8	0,89	0,00	0,000	0,187	1,08	720	0	0	720	778,54
Май	0,9	13,1	0,33	0,00	0,000	0,123	0,45	139	0	0	139	63,23
Июнь												
Июль												
Август												
Сентябрь												
Октябрь	0,9	4,1	0,94	0,00	0,000	0,200	1,14	533	0	0	533	608,33
Ноябрь	0,9	-3,0	1,42	0,00	0,000	0,277	1,70	720	0	0	720	1224,05
Декабрь	0,9	-8,7	1,81	0,00	0,000	0,342	2,15	744	0	0	744	1600,01
Всего за год								5016	0	0	5016	9125,18

Таблица 1.10.

Исходные данные для расчета собственных нужд котельной №2 г.п. Ардатов

	Время работы котельной, T_k , ч.	Планируемый отпуск тепловой энергии, S Гкал.	Коэффициент продувки, $K_{прод.i}$	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из горячего состояния, K'	доля расхода тепловой энергии на одну растопку из холодного состояния, K''	Количество растопок, N .	Удельный расход на собственные нужды ХВО, $K_{хво}$, т.	Средний расход воды на собственные нужды ХВО, $G_{хво}$, т/ч	Температура воды до и после подогревателя, °C.		Энтальпия выпора из деаэратора и исходной воды, ккал/кг.	
									t''	t'	i''	i'
Январь	744	1811,01	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Февраль	672	1604,13	0,003	0,30	0,00	1	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Март	744	1435,88	0,003	0,30	0,00	1	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Апрель	720	778,54	0,003	0,30	0,00	1	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Май	139	63,23	0,003	0,30	0,00	1	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Июнь												
Июль												
Август												
Сентябрь												
Октябрь	533	608,33	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Ноябрь	720	1224,05	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Декабрь	744	1600,01	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,09	40	8,9	0,0	0,0
Всего за год	5016	9125										

Продолжение таблицы 1.10.

	Объем отапливаемого помещения, <i>V_o</i> , м3.	Часовой расход теп- ловой энер- гии на отопление котельной, Гкал/ч.	расчетная темпе- ратура наруж. и внутр. воздуха, °С.		Нормативная температура наружного воздуха, °С.	Норма плот- ности тепलो- вого потока через поверхность бака, q, ккал/м2ч.	Поверхность бака, F, м2.	Кол-во баков, п, шт.	Кол-во душе- вых сеток, N, шт.	Числен- ность работа- ющих в сутки, М, чел.	температура горячей и хо- лодной воды, °С.		Норма рас- хода горя- чей воды на одного че- ловека в сутки, а.
			tr.o.	twн							tr	twв	
Январь	2131	0,031	-30	19	-12,3	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Февраль	2131		-30	19	-11,7	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Март	2131		-30	19	-5,9	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Апрель	2131		-30	19	4,8	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Май	2131		-30	19	13,1	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Июнь	0		0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
Июль	0		0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
Август	0		0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	0		0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
Октябрь	2131		-30	19	4,1	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Ноябрь	2131		-30	19	-3,0	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024
Декабрь	2131		-30	19	-8,7	21,6	73	1	2	6	55	8,9	0,024

Таблица 1.11.

Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной №2

Наименование	$Q_{прод}$, потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал	$Q_{раст}$, потери теп- ловой энер- гии на рас- топку котлов, Гкал	$Q_{хво}$, расход тепловой энергии на ХВО, Гкал	Расход теп- ловой энер- гии по меся- цам, Q_o , Гкал	Потери тепловой энергии бака- ми различного назначения, $Q_{бак}$. Гкал	Расход тепловой энергии на хозяй- ственно-бытовые нужды, Q_x , Гкал	Другие потери, $Q_{пр}$	Общий расход тепловой энер- гии на соб- ственные нуж- ды, Гкал	Планируемое производство тепловой энергии, Гкал	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %
Январь	5,43	10,26	0,31	14,89	1,17	0,96	1,81	22,19	1833,20	1,21
Февраль	4,81	1,62	0,28	13,19	1,06	0,87	1,60	12,23	1616,36	0,76
Март	4,31	1,62	0,31	11,84	1,17	0,96	1,44	11,59	1447,47	0,80
Апрель	2,34	1,62	0,30	6,54	1,14	0,93	0,78	8,08	786,63	1,03
Май	0,19	1,62	0,05	0,52	0,22	0,18	0,06	2,40	65,63	3,66
Июнь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь	1,82	10,26	0,22	5,08	0,84	0,69	0,61	15,21	623,54	2,44
Ноябрь	3,67	10,26	0,30	10,13	1,14	0,93	1,22	19,05	1243,10	1,53
Декабрь	4,80	10,26	0,31	13,18	1,17	0,96	1,60	21,09	1621,09	1,30
Всего	27,38	47,53	2,10	75,36	7,91	6,50	9,13	112	9237,01	1,21

Таблицы 1.12.

Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной №2

Номер котлоагрегата				№3			№2			№1			№4			№5		
Тип котлоагрегата				КСВ-1,86			КСВ-1,86			КСВ-1,86			КСВ-1,86			КСВ-1,86		
Теплопроизводительность, Гкал				1,6			1,6			1,6			1,6			1,6		
КПД брутто котлоагрегата				0,85			0,85			0,000			0,000			0,000		
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	2,43	68%	744	1,22	170,68	708	1,22	181,12	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Февраль	672	2,39	66%	672	1,19	170,58	658	1,19	181,03	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Март	744	1,93	54%	744	0,96	175,68	730	0,97	182,64	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Апрель	720	1,08	60%	720	1,08	170,11	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Май	139	0,45	25%	139	0,45	176,50	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июнь																		
Июль																		
Август																		
Сентябрь																		
Октябрь	533	1,14	63%	533	1,14	170,37	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	1,70	47%	720	0,85	174,22	694	0,85	182,34	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Декабрь	744	2,15	60%	744	1,07	170,09	708	1,08	180,55	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Таблица 1.13.

Режимы работы котлоагрегатов котельной №2 г.п. Ардатов

Наименование	№3		№2		№1		№4		Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг.у.т./Гкал	Расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал.	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Отпуск тепловой энергии котельной, Гкал	Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал
	КСВ-1,86		КСВ-1,86		КСВ-1,86		КСВ-1,86							
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал						
Январь	744	916,60	708	916,60	0	0,00	0	0,00	1833,20	175,90	22,19	1,21	1811,01	178,06
Февраль	672	808,18	658	808,18	0	0,00	0	0,00	1616,36	175,80	12,23	0,76	1604,13	177,14
Март	744	723,73	730	723,73	0	0,00	0	0,00	1447,47	179,16	11,59	0,80	1435,88	180,60
Апрель	720	786,63	0	0,00	0	0,00	0	0,00	786,63	170,11	8,08	1,03	778,54	171,88
Май	139	65,63	0	0,00	0	0,00	0	0,00	65,63	176,50	2,40	3,66	63,23	183,20
Июнь														
Июль														
Август														
Сентябрь														
Октябрь	533	623,54	0	0,00	0	0,00	0	0,00	623,54	170,37	15,21	2,44	608,33	174,63
Ноябрь	720	621,55	694	621,55	0	0,00	0	0,00	1243,10	178,28	19,05	1,53	1224,05	181,06
Декабрь	744	810,55	708	810,55	0	0,00	0	0,00	1621,09	175,32	21,09	1,30	1600,01	177,63
Всего за год	5016	5356,41	3498	3880,61	0	0,00	0	0,00	9237,01	175,75	111,84	1,21	9125,18	177,90

Таблица 1.14.

Показатели работы котлов котельной №2 г.п. Ардатов

Тип котла	Нагрузка котла							
	%				Гкал/ч			
	Квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КСВ-1,86 №3	63%	55%	0%	57%	1,14	0,99	0,00	1,03
КСВ-1,86 №2	65%	0%	0%	57%	1,17	0,00	0,00	1,02
КСВ-1,86 №1	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
КСВ-1,86 №4	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение табл. 1.14.

Тип котла	Время работы котла на данной нагрузке, ч				Индивидуальная норма расхода условного топлива, кг.у.т./Гкал			
	Квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	10	11	12	13	14	15	16	17
КСВ-1,86 №3	2160	859	0	1997	172,14	170,62	0,00	171,44
КСВ-1,86 №2	2096	0	0	1402	181,55	0,00	0,00	181,33
КСВ-1,86 №1	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	154,35
КСВ-1,86 №4	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.15.

Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива на отпущенную тепловую энергию котельной №2 г.п. Ардатов

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	176,85	170,62	0,00	175,50
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %	0,94	1,23	0,00	1,58
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	178,52	172,74	0,00	178,33
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал	4851,02	841,77	0,00	3432,39
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	177,90			

Анализируя плановое потребление тепловой энергии на собственные нужды по каждой котельной по нормативу следует отметить, что процент расходов тепловой энергии на собственные нужды изменяется 0,76% до 3,66% от отпуска котельной в сеть.

Таблица 1.16- Собственные нужды котельных в разрезе по каждой котельной

Наименование котельной	2018г.	
	Гкал	%
Котельная №1	129,78	1,39
Котельная №2	111,84	1,21

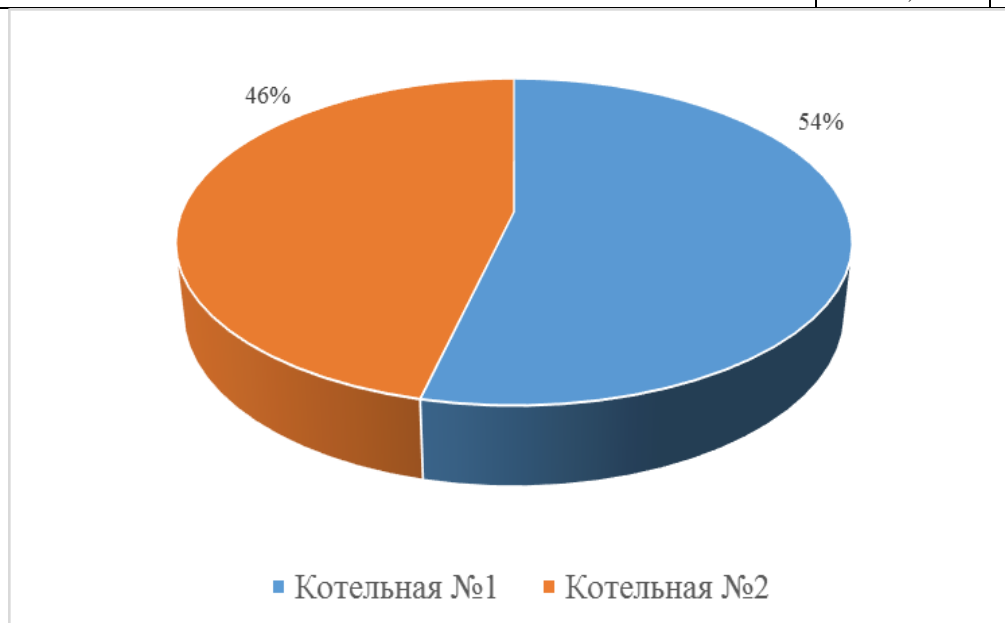


Рисунок 1.5- Доля собственных нужд котельных г.п. Ардатов

1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Формирование схемы теплоснабжения поселка Ардатов началось в 1988г. Начиная с 1991г. в г.п. Ардатов прошла частичная модернизация котельной №1, поэтому ввод оборудования и котельных в эксплуатацию распределен от 1991 до 2006 гг. В соответствии с градацией по установленной мощности котельных активными периодами ввода основного котельного оборудования были:

- в 1996г. КСВ-1,86;
- в 2006г. КВа-1,74;

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов имеются и находятся на предприятиях.

В данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование на предприятии отсутствует.

1.2.6 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной принято качественное по нагрузке на нужды отопления. При изменении температуры наружного воздуха изменяется температура теплоносителя, сохраняя постоянный расход. Расчетные параметры теплоносителя 95/70 °С.

1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка основного оборудования по котельным г.п. Ардатов приведен табл.1.17.

Таблица 1.17 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование котельной	Марка и № котлоагрегата	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Наработка за год
		время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	
Котельная №1 г.Ардатов	КВа-1,74 №3	744	672	744	720	138	0	0	0	0	533	720	744	5015
	КВа-1,74 №4	708	658	730	0	0	0	0	0	0	730	694	708	4228
	КВа-1,74 №1	708	658	730	0	0	0	0	0	0	0	0	708	2804
	КВа-1,74 №2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная №2 г.Ардатов	КСВ-1,86 №3	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	КСВ-1,86 №2	708	658	730	0	0	0	0	0	0	0	694	708	3498
	КСВ-1,86 №1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КСВ-1,86 №4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по предприятию		3612	3318	3678	1440	277	0	0	0	0	1796	2828	3612	20561

1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения МУП «Ардатовтеплосеть» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений в центральный диспетчерский пункт. Сведения по приборам коммерческого учета представлены в табл. 1.18.

Таблица 1.18- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Измерительный комплекс	Счетчик	№ счетчика	Год выпуска	Корректор	№ корректора
Котельная №1	СГ-ЭКВэ-Т-0,75-400/1,6	СГ-16М-400	4030312	22.10.2004г.	ЕК 260	40304115
Котельная №2	СГ-ЭКВэ-Т-0,75-400/1,6	СГ-16МТ-400	5052129	26.08.2005г.	ЕК 260	50307099

1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по отказам и восстановлениям на тепловых сетях МУП «Ардатовтеплосеть» тепло-снабжающей компанией не были представлены.

Ежегодно (весной и осенью) проводятся гидравлические испытания давлением 1,25 от рабочего значения. После весеннего гидравлического испытания проводится ремонт и замена участков трубопроводов.

1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по МУП «Ардатовтеплосеть» по г.п. Ардатов отсутствуют.

1.3 Тепловые сети

1.3.1 Общие положения

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однострубно́м исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) г.п. Ардатов и их динамика за период 2011-2018 г.г. представлена в табл. 1.19. Протяженность теплосети в 2011 и 2013 г.г. однострубно́м исчислении соответственно составляли 16127 м и 16077 м. За период 2014-2018 г.г. протяженность теплосети в условиях отключения отдельных жилых домов (№14, 15 26 1 мкр., ул. Комсомольская, 131, 111, 127 и т.д.) от СЦТ и подключения жилых домов №29а, №29б, незначительно снижается до 16044 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике за приведенный период составляет 0,113 м. Схемы тепловых сетей представлены в прил. 1.

Таблица 1.19 – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	
			отопительный период	летний период
1	2	3	4	5
Характеристики теплосети СЦТ в 2011 г.				
СЦТ от котельной №1	8075,0	0,117	93,25	0,00
СЦТ от котельной №2	8052,0	0,109	79,40	0,00
Всего в 2011 г.	16127,0	0,113	172,65	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2012 г.				
СЦТ от котельной №1	8075,0	0,117	93,25	0,00
СЦТ от котельной №2	8052,0	0,109	79,40	0,00
Всего в 2012 г.	16127,0	0,113	172,65	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2013 г.				
СЦТ от котельной №1	8075,0	0,117	93,25	0,00
СЦТ от котельной №2	8002,0	0,108	77,53	0,00
Всего в 2013 г.	16077,0	0,113	170,78	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2014 г.				
СЦТ от котельной №1	8007,0	0,118	94,15	0,00
СЦТ от котельной №2	7876,0	0,109	77,03	0,00
Всего в 2014 г.	15883,0	0,114	171,18	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2015 г.				
СЦТ от котельной №1	8007,0	0,116	90,93	0,00
СЦТ от котельной №2	7876,0	0,109	77,03	0,00
Всего в 2015 г.	15883,0	0,112	167,95	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2016 г.				
СЦТ от котельной №1	8257,0	0,116	94,09	0,00
СЦТ от котельной №2	7876,0	0,109	77,03	0,00
Всего в 2016 г.	16133,0	0,113	171,11	0,00

Продолжение табл. 1.19

1	2	3	4	5
Характеристики теплосети СЦТ в 2017 г.				
СЦТ от котельной №1	8227,0	0,117	94,09	0,00
СЦТ от котельной №2	7876,0	0,109	77,03	0,00
Всего в 2017 г.	16103,0	0,113	171,12	0,00
Характеристики теплосети СЦТ в 2018 г.				
СЦТ от котельной №1	8224,0	0,117	94,31	0,00
СЦТ от котельной №2	7820,0	0,109	76,91	0,0
Всего в 2018 г.г.	16044,0	0,113	171,22	0,00

1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Ардатов

Тепловые сети г.п. Ардатов за период с 2011 г. по 2018 г. незначительно изменяются по протяженности, так и по типу прокладки. В табл. 1.20 представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки. Основная доля (91,21 %) на 2018 г тепловых сетей надземного типа прокладки. Рост доли подземной прокладки с 6,15 % в 2011 г. до 8,79 % в 2018 г. связан с применением современных трубопроводов при бесканальной прокладке.

Таблица 1.20 - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.	
		протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	3	4	5	6	7	8	7	8
СЦТ от котельной №1	Надземная	7147,0	0,121	7147,00	0,121	7147,00	0,121	7109,00	0,122
	Подземная	928,0	0,083	928,00	0,083	928,00	0,083	898,00	0,084
	Итого	8075,0	0,117	8075,00	0,117	8075,00	0,117	8007,00	0,118
СЦТ от котельной №2	Надземная	7988,0	0,109	7988,00	0,109	7938,00	0,108	7812,00	0,109
	Подземная	64,0	0,108	64,00	0,108	64,00	0,108	64,00	0,108
	Итого	8052,0	0,109	8052,00	0,109	8002,00	0,108	7876,00	0,109
Всего	Надземная	15135,0	0,115	15135,0	0,115	15085,0	0,114	14921,0	0,115
	Подземная	992,0	0,085	992,0	0,085	992,0	0,085	962,0	0,086
	Итого	16127,0	0,113	16127,0	0,113	16077,0	0,113	15883,0	0,114

Продолжение табл. 1.20

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
		протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м	протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м
1	2	7	8	7	8	7	8	7	8
СЦТ от котельной №1	Надземная	7109,00	0,120	7299,00	0,121	7209,00	0,121	7070,00	0,122
	Подземная	898,00	0,084	958,00	0,084	1018,00	0,083	1154,00	0,084
	Итого	8007,00	0,116	8257,00	0,116	8227,00	0,117	8224,00	0,117
СЦТ от котельной №2	Надземная	7812,00	0,109	7812,00	0,109	7620,00	0,108	7564,00	0,108
	Подземная	64,00	0,108	64,00	0,108	256,00	0,146	256,00	0,146
	Итого	7876,00	0,109	7876,00	0,109	7876,00	0,109	7820,00	0,109
Всего	Надземная	14921,0	0,114	15111,0	0,115	14829,0	0,114	14634,0	0,115
	Подземная	962,0	0,086	1022,0	0,086	1274,0	0,095	1410,0	0,095
	Итого	15883,0	0,112	16133,0	0,113	16103,0	0,113	16044,0	0,113

1.3.3 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей основывается на гидравлическом расчете. Основной задачей гидравлического расчета тепловых сетей является определение диаметров трубопроводов участков тепловой сети, потерь давления (напора) по всей сети и на отдельных ее участках.

Гидравлический расчет начинается с выбора главной магистрали. В качестве главной расчетной магистрали выбирают наиболее нагруженную и протяженную, соединяющую источник теплоснабжения с наиболее удаленным потребителем. При этом вычерчивают расчетную схему в одну линию с выделением отдельных участков. Расход теплоносителя в пределах каждого участка остается постоянным; границами участков являются ответвления (узлы).

После составления расчетной схемы принимают удельные потери давления по длине K_d : для расчетной, главной магистрали водяных тепловых сетей - 30...80 Па/м, ответвлений водяных тепловых сетей – по расчетному давлению, но не более 300 Па/м; паропроводов – 70... 150 Па/м; конденсато-проводов - 20...60 Па/м.

Результаты гидравлического режима представлены в табл. 1.21. В данном случае гидравлический расчет и разработка гидравлического режима осуществлялось в разрабатываемой электронной модели на программно-расчетном комплексе для систем теплоснабжения ZuluThermo.

Таблица 1.21 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №1 (параметры по теплосети)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1	ТУ1	37	0,250	Надземная	155,18	0,30	4,69	0,92
Котельная №1	Д/с "Теремок"	110	0,100	Надземная	9,09	0,26	2,13	0,34
ТК	Ж/дом (1 мкр.)	30	0,050	Подземная бесканальная	2,15	0,13	4,08	0,31
ТУ	ТУ	20	0,070	Надземная	4,24	0,06	2,72	0,31
ТУ	ТК	20	0,070	Надземная	2,15	0,02	0,71	0,16
ТУ	Ж/дом (1 мкр.)	30	0,050	Подземная бесканальная	2,09	0,13	3,87	0,30
ТУ (ср. школа)	МБОУ "АОСШ Средняя школа"	10	0,100	Подземная канальная	12,42	0,05	3,96	0,47
ТУ1	ТУ2	20	0,250	Надземная	72,32	0,03	1,03	0,43
ТУ1	ТУ27	22	0,200	Надземная	82,86	0,14	4,36	0,77
ТУ2	ТУ3	25	0,250	Надземная	47,94	0,02	0,45	0,28
ТУ2	т.5	5	0,100	Подземная канальная	24,38	0,24	15,14	0,92
ТУ3	Ж/дом №36 (1 мкр.)	2	0,050	Надземная	1,31	0,01	1,91	0,21
ТУ3	ТУ4	35	0,200	Надземная	46,63	0,06	1,39	0,43
ТУ4	т.4	29	0,050	Надземная	2,87	0,31	8,93	0,45
ТУ4	ТУ5	18	0,200	Надземная	43,76	0,04	1,23	0,41
ТУ5	ТУ6	24	0,200	Надземная	41,70	0,03	1,11	0,39
ТУ5	Ж/дом №35 (1 мкр.)	5	0,050	Надземная	2,06	0,03	4,65	0,33
ТУ6	Ж/дом №34 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	0,99	0,01	1,09	0,16
ТУ6	ТУ7	21	0,200	Надземная	40,71	0,03	1,06	0,38
ТУ7	ТУ8	11	0,200	Надземная	33,22	0,01	0,71	0,31
ТУ7	ТУ16	146	0,100	Надземная	7,49	0,24	1,45	0,28
ТУ8	ТУ9	40	0,200	Надземная	31,13	0,03	0,62	0,29
ТУ8	Ж/дом №33 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	2,09	0,05	4,76	0,33
ТУ9	ТУ10	40	0,200	Надземная	28,73	0,03	0,53	0,27

Продолжение табл.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ9	Ж/дом №31 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	2,40	0,07	6,30	0,38
ТУ10	ТУ10а	12	0,100	Надземная	16,91	0,11	7,31	0,64
ТУ10	ТУ12	17	0,150	Надземная	11,82	0,01	0,42	0,20
ТУ10'	Ж/дом №32 (1 мкр.)	6	0,050	Надземная	1,85	0,03	3,75	0,29
ТУ10'	т.1	30	0,100	Надземная	10,82	0,11	3,01	0,41
ТУ10а	ТУ	90	0,070	Надземная	4,24	0,26	2,72	0,31
ТУ10а	ТУ10'	27	0,100	Надземная	12,67	0,12	4,12	0,48
ТУ11	Дворец спорта, ДОСА-АФ	43	0,100	Подземная каналь-ная	10,82	0,14	3,01	0,41
ТУ12	Ж/дом №30 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	2,86	0,10	8,89	0,45
ТУ12	ТУ13	80	0,150	Надземная	8,96	0,02	0,24	0,15
ТУ13	Ж/дом №28 (1 мкр.)	15	0,050	Надземная	3,25	0,19	11,51	0,51
ТУ13	ТУ14	59	0,150	Надземная	5,70	0,01	0,10	0,09
ТУ14	ТУ15	45	0,150	Надземная	5,70	0,01	0,10	0,09
ТУ15	Ж/дом №26а (1 мкр.)	50	0,050	Подземная беска-нальная	3,38	0,66	12,41	0,53
ТУ15	т.3	60	0,100	Надземная	2,32	0,01	0,15	0,09
ТУ16	МБУ Ардаговская ДЮСШ	30	0,050	Надземная	5,93	1,21	38,01	0,93
ТУ16	Кофе "Колобок" (ООО Пищевик)	70	0,050	Подземная беска-нальная	1,56	0,19	2,68	0,25
ТУ17	ТУ18	60	0,100	Надземная	22,58	0,92	12,99	0,85
ТУ17	Ж/дом №10 (1 мкр.)	15	0,040	Надземная	0,50	0,02	0,95	0,13
ТУ17	Ж/дом №9 (1 мкр.)	22	0,040	Надземная	1,30	0,15	6,31	0,33
ТУ18	т.6	31	0,080	Надземная	13,18	0,52	14,68	0,79
ТУ18	ТУ23	20	0,100	Надземная	6,22	0,02	1,01	0,24
ТУ18	ТУ22	19	0,070	Надземная	3,18	0,04	1,79	0,25
ТУ19	Ж/дом, ул. Пионерская, 61	10	0,050	Надземная	0,24	0,00	0,07	0,04
ТУ19	ТУ20	21	0,070	Надземная	12,94	0,69	29,02	1,02
ТУ20	Ж/дом, ул. Полевая, 74	10	0,050	Надземная	0,20	0,00	0,04	0,03
ТУ20	т.8	41	0,070	Надземная	12,74	1,25	28,15	1,00

Продолжение табл.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ21	ГУ Спец.школа	10	0,070	Надземная	12,74	0,41	28,15	1,00
ТУ22	Ж/дом №6 (1 мкр.)	60	0,070	Надземная	1,84	0,04	0,61	0,14
ТУ22	Ж/дом №5 (1 мкр.)	9	0,040	Надземная	1,34	0,07	6,69	0,34
ТУ23	Ж/дом №4 (1 мкр.)	10	0,040	Надземная	1,31	0,07	6,42	0,33
ТУ23	ТУ24	16	0,100	Надземная	4,91	0,01	0,63	0,19
ТУ24	ТУ25	62	0,100	Надземная	4,91	0,04	0,63	0,19
ТУ25	ТУ26	54	0,100	Надземная	3,20	0,02	0,27	0,12
ТУ25	Ж/дом №2 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	1,71	0,04	3,20	0,27
ТУ26	Ж/дом №13 (1 мкр.)	65	0,050	Надземная	3,20	0,78	11,16	0,51
ТУ27	т.12	22	0,050	Подземная каналь- ная	3,35	0,30	12,17	0,53
ТУ27	ТУ28	96	0,200	Надземная	79,51	0,41	4,02	0,74
ТУ27а	Ж/дом №11 (1 мкр.)	5	0,040	Надземная	1,55	0,06	8,97	0,39
ТУ27а	ТУ27б	42	0,050	Надземная	1,79	0,15	3,53	0,28
ТУ27б	Ж/дом №12 (1 мкр.)	5	0,040	Надземная	1,79	0,08	11,94	0,45
ТУ28	т.16	47	0,200	Надземная	66,70	0,15	2,83	0,62
ТУ28	ТУ44	16	0,100	Надземная	12,81	0,09	4,21	0,48
ТУ29	ТУ42	30	0,100	Надземная	6,48	0,04	1,09	0,25
ТУ29	Ж/дом (Общежитие) №41 (1 мкр.)	20	0,050	Надземная	2,54	0,16	7,02	0,40
ТУ30	ТУ31	50	0,150	Надземная	57,68	0,53	9,73	0,96
ТУ31	ТУ31А	30	0,150	Надземная	48,50	0,24	6,89	0,80
ТУ31	ТУ41	57	0,080	Надземная	9,18	0,45	7,15	0,55
ТУ31А	ТУ31Б	39	0,150	Надземная	44,53	0,25	5,81	0,74
ТУ31А	Ж/дом №1 (ввод 1) (2 мкр.)	5	0,050	Подвальная	3,97	0,11	17,07	0,63
ТУ31Б	Ж/дом №1 (ввод 2) (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	3,99	0,13	17,25	0,63
ТУ31Б	ТУ31С	20	0,150	Надземная	40,54	0,12	4,82	0,67
ТУ31С	ТУ40	26	0,150	Надземная	36,54	0,12	3,92	0,61
ТУ31С	Ж/дом №1 (ввод 3) (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	4,00	0,11	17,31	0,63

Продолжение табл.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ32	ТУ34	30	0,150	Надземная	20,40	0,04	1,23	0,34
ТУ32	ТУ33	17	0,100	Надземная	13,17	0,09	4,44	0,50
ТУ33	Ж/дом №15 (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	4,07	0,13	17,91	0,64
ТУ33	Ж/дом №5, 5а (2 мкр.)	50	0,100	Надземная	9,10	0,11	2,13	0,34
ТУ34	ТУ35	67	0,150	Надземная	18,13	0,07	0,98	0,30
ТУ34	Ж/дом ул. Постникова, 9	15	0,050	Надземная	2,28	0,09	5,65	0,36
ТУ35	ТУ36	74	0,150	Надземная	5,70	0,01	0,10	0,09
ТУ35	ТУ (ср. школа)	386	0,100	Надземная	12,43	1,60	3,96	0,47
ТУ36	ТУ37	50	0,150	Надземная	4,21	0,00	0,06	0,07
ТУ36	Ж/дом ул. Постникова, 7	37	0,040	Надземная	1,49	0,34	8,24	0,37
ТУ37	ТУ38	75	0,150	Надземная	2,16	0,00	0,02	0,04
ТУ37	Ж/дом ул. Постникова, 5	37	0,050	Надземная	2,05	0,19	4,61	0,32
ТУ38	ТУ38а	20	0,050	Надземная	2,16	0,11	5,10	0,34
ТУ38а	Ж/дом ул. Постникова, 3	15	0,040	Надземная	1,00	0,06	3,72	0,25
ТУ38а	Ж/дом ул. Постникова, 1	15	0,040	Надземная	1,16	0,08	5,06	0,29
ТУ40	Ж/дом ул. Постникова, 11	38	0,040	Надземная	2,98	1,30	32,65	0,75
ТУ40	ТУ32	35	0,150	Надземная	33,57	0,13	3,31	0,56
ТУ41	Ж/дом №3 (2 мкр.)	93	0,080	Подземная беска- нальная	9,18	0,70	7,15	0,55
ТУ42	ТУ43	25	0,100	Подземная беска- нальная	3,94	0,01	0,41	0,15
ТУ42	Ж/дом (Общежитие) №41 (1 мкр.)	6	0,050	Надземная	2,54	0,05	7,04	0,40
ТУ43	Ж/дом №42 (1 мкр.)	5	0,070	Подземная беска- нальная	3,94	0,02	2,73	0,31
ТУ44	ТУ45	24	0,100	Надземная	12,81	0,11	4,21	0,48
ТУ45	ТУ46	26	0,100	Надземная	12,81	0,12	4,21	0,48
ТУ46	ТУ47	46,5	0,100	Надземная	9,69	0,13	2,42	0,37

Продолжение табл.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ46	Ж/дом №16 (1 мкр.)	30	0,040	Надземная	3,13	1,14	36,07	0,79
ТУ47	Ж/дом №17 (1 мкр.)	30	0,040	Надземная	2,44	0,69	21,91	0,61
ТУ47	Ж/дом №18 (1 мкр.)	16	0,050	Надземная	2,42	0,11	6,38	0,38
ТУ47	ТУ48	11	0,100	Надземная	4,83	0,01	0,61	0,18
ТУ48	ТУ49	34	0,100	Надземная	3,06	0,01	0,25	0,12
ТУ48	Ж/дом №19 (1 мкр.)	4	0,050	Надземная	1,77	0,02	3,43	0,28
ТУ49	Ж/дом №27 (1 мкр.)	15	0,050	Надземная	1,00	0,02	1,11	0,16
ТУ49	Ж/дом №25 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	2,07	0,05	4,68	0,33
т.1	т.2	11	0,100	Подземная каналь- ная	10,82	0,05	3,01	0,41
т.2	ТУ11	91	0,100	Надземная	10,82	0,29	3,01	0,41
т.3	Ж/дом №23 (1 мкр.)	50	0,100	Подземная беска- нальная	2,32	0,01	0,15	0,09
т.4	Ж/дом №7 (1 мкр.)	40	0,050	Надземная	1,44	0,10	2,30	0,23
т.4	Ж/дом №8 (1 мкр.)	3	0,040	Надземная	1,42	0,03	7,53	0,36
т.5	ТУ17	17	0,100	Надземная	24,38	0,34	15,14	0,92
т.6	т.7	6	0,080	Подземная каналь- ная	13,18	0,15	14,68	0,79
т.7	ТУ19	21	0,080	Надземная	13,18	0,37	14,68	0,79
т.8	т.9	13	0,070	Подземная каналь- ная	12,74	0,47	28,15	1,00
т.9	ТУ21	12	0,070	Надземная	12,74	0,39	28,15	1,00
т.12	ТУ27а	16	0,050	Надземная	3,35	0,21	12,17	0,53
т.16	т.17	16	0,200	Надземная	66,69	0,06	2,83	0,62
т.17	ТУ30	93	0,200	Надземная	57,68	0,27	2,12	0,53
т.17	ТУ29	6	0,100	Надземная	9,02	0,02	2,10	0,34

Таблица 1.22 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №1 (параметры у потребителя)

Наименование узла	Геодезическая отметка, м	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГУ Спец.школа	168	0,3034	12,7	0,0	0,0	3,3	35,4	32,1	294
Дворец спорта, ДОСААФ	173	0,2381	10,8	19,1	8,8	12,7	35,1	22,4	485
МБОУ "АОСШ Средняя школа"	165	0,2234	12,4	38,4	0,7	6,5	40,0	33,5	1004
Д/с "Теремок"	176	0,219	9,1	16,3	11,8	15,0	33,2	18,3	110
Ж/дом №5, 5а (2 мкр.)	173	0,211	9,1	19,2	6,1	9,6	33,6	23,9	578
Ж/дом №3 (2 мкр.)	173	0,2007	9,2	19,7	5,5	9,5	33,5	24,0	511
МБУ Ардатовская ДЮСШ	171	0,123	5,9	14,9	7,2	11,6	36,5	25,0	356
Ж/дом №15 (2 мкр.)	173	0,0956	4,1	12,8	6,2	9,6	33,6	24,0	533
Ж/дом №1 (ввод 1) (2 мкр.)	172	0,095	4,0	11,9	7,8	11,1	35,3	24,2	396
Ж/дом №1 (ввод 3) (2 мкр.)	172	0,095	4,0	12,3	7,0	10,3	34,9	24,6	455
Ж/дом №1 (ввод 2) (2 мкр.)	172	0,095	4,0	12,2	7,2	10,5	35,0	24,5	435
Ж/дом №42 (1 мкр.)	174	0,0907	3,9	11,3	9,7	13,2	34,3	21,2	284
Ж/дом №16 (1 мкр.)	175	0,0736	3,1	10,0	9,7	10,9	32,2	21,3	251
Ж/дом №28 (1 мкр.)	177	0,0693	3,3	9,6	12,5	13,9	31,7	17,8	383
Ж/дом ул. Постникова, 11	171	0,0689	3,0	10,8	6,5	7,7	34,6	26,9	514
Ж/дом №30 (1 мкр.)	177	0,0658	2,9	8,9	12,9	14,1	31,8	17,7	298
Ж/дом №13 (1 мкр.)	170	0,0633	3,2	10,5	8,5	10,1	36,8	26,7	356
Ж/дом (Общежитие) №41 (1 мкр.)	172	0,061	2,5	8,6	12,1	13,2	36,3	23,2	260
Ж/дом (Общежитие) №41 (1 мкр.)	172	0,061	2,5	8,6	11,9	13,0	36,3	23,3	244
Ж/дом №31 (1 мкр.)	173	0,0565	2,4	8,1	13,1	14,2	35,9	21,6	241
Ж/дом №26а (1 мкр.)	177	0,0565	3,4	10,2	10,7	12,9	31,2	18,3	522
Ж/дом №18 (1 мкр.)	177	0,0556	2,4	8,4	11,5	12,7	31,1	18,4	283,5
Ж/дом №17 (1 мкр.)	176	0,0551	2,4	8,7	10,3	11,5	31,5	20,0	297,5
Ж/дом ул. Постникова, 9	170	0,0521	2,3	8,8	8,6	9,8	36,6	26,9	556
Ж/дом №35 (1 мкр.)	171	0,05	2,1	7,5	13,5	14,5	38,0	23,5	140
Ж/дом №33 (1 мкр.)	173	0,0497	2,1	7,6	13,2	14,3	35,9	21,6	199

Продолжение табл.1.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/дом (1 мкр.)	177	0,0439	2,1	7,8	11,8	13,2	31,4	18,1	423
Ж/дом (1 мкр.)	177	0,0439	2,2	7,9	11,7	13,2	31,3	18,2	443
Ж/дом №25 (1 мкр.)	177	0,0438	2,1	7,8	11,4	12,8	31,1	18,4	320,5
Ж/дом №32 (1 мкр.)	173	0,0423	1,8	7,2	12,6	13,8	35,7	21,9	316
Ж/дом №19 (1 мкр.)	176	0,0408	1,8	7,2	11,7	12,9	32,2	19,3	282,5
Ж/дом №6 (1 мкр.)	171	0,0403	1,8	7,6	10,4	11,7	36,6	24,9	218
Ж/дом №12 (1 мкр.)	171	0,0391	1,8	7,2	11,8	13,2	37,3	24,2	144
Ж/дом №23 (1 мкр.)	177	0,0387	2,3	8,2	12,0	14,2	31,9	17,7	582
Ж/дом №2 (1 мкр.)	170	0,0386	1,7	7,3	10,4	11,6	37,5	26,0	247
Ж/дом №11 (1 мкр.)	171	0,0373	1,6	6,6	12,4	13,5	37,5	24,0	102
Ж/дом ул. Постникова, 5	169	0,0342	2,1	8,8	7,2	9,4	37,5	28,1	769
Ж/дом №8 (1 мкр.)	171	0,0333	1,4	6,3	12,9	14,0	37,8	23,8	149
Ж/дом №36 (1 мкр.)	172	0,0324	1,3	6,0	13,8	14,8	37,1	22,4	84
Ж/дом №9 (1 мкр.)	172	0,0312	1,3	6,1	12,3	13,4	36,4	23,1	101
Ж/дом №5 (1 мкр.)	171	0,0312	1,3	6,4	10,4	11,6	36,6	25,0	167
Ж/дом №4 (1 мкр.)	171	0,0308	1,3	6,4	10,5	11,6	36,6	24,9	169
Ж/дом №7 (1 мкр.)	171	0,0302	1,4	6,4	12,4	13,9	37,7	23,8	186
Ж/дом ул. Постникова, 7	168	0,0275	1,5	7,4	7,3	9,1	38,3	29,2	719
Кофе "Колобок" (ООО Пищевик)	171	0,026	1,6	7,7	6,8	13,6	37,6	24,0	396
Ж/дом №34 (1 мкр.)	173	0,0233	1,0	5,2	13,4	14,5	36,0	21,5	167
Ж/дом №27 (1 мкр.)	177	0,0207	1,0	5,4	11,4	12,8	31,2	18,3	327,5
Ж/дом ул. Постникова, 1	168	0,0194	1,2	6,6	7,2	9,4	38,5	29,1	842
Ж/дом ул. Постникова, 3	169	0,0166	1,0	6,1	7,2	9,5	37,5	28,0	842
Ж/дом №10 (1 мкр.)	172	0,0111	0,5	3,8	12,4	13,6	36,6	22,9	94
Ж/дом, ул. Пионерская, 61	170	0,0053	0,2	4,6	8,5	9,7	36,6	26,9	207
Ж/дом, ул. Полевая, 74	169	0,0042	0,2	3,6	7,0	8,4	36,9	28,6	228

Таблица 1.23 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №2 (параметры по теплосети)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №2	ТУ1	55	0,200	Надземная	91,33	0,40	5,30	0,85
Котельная №2	ТУ18	31	0,200	Надземная	60,06	0,10	2,30	0,56
Отпай на гараж	ТУ51	51	0,150	Надземная	31,10	0,17	2,85	0,52
Отпай на гараж	Гараж ул. Полевая, 49	2	0,050	Надземная	1,50	0,01	2,48	0,24
Отпай на д/с Колосок	Прачечная ул. К-Маркса, 139	40	0,050	Надземная	0,48	0,01	0,27	0,08
Отпай на д/с Колосок	Д/с ул. Карла-Маркса, 139	2	0,050	Надземная	2,26	0,02	5,58	0,36
Отпай на мастерские	Мастерские ул. Полевая, 49	2	0,050	Надземная	7,78	0,28	65,32	1,23
Отпай на мастерские	ТУ52	30	0,080	Надземная	11,81	0,38	11,79	0,70
ТУ1	Отпай на гараж	10	0,150	Надземная	32,60	0,06	3,12	0,54
ТУ1	ТУ3	65	0,200	Надземная	58,73	0,17	2,20	0,54
ТУ3	ТУ5	50	0,200	Надземная	58,46	0,12	2,18	0,54
ТУ3	ж/д ул. Красноармейская, 84	4	0,040	Надземная	0,27	0,00	0,29	0,07
ТУ5	ж/д ввод 2 ул. Красноарм, 80	4	0,040	Надземная	0,38	0,00	0,55	0,09
ТУ5	ТУ7	65	0,200	Надземная	58,08	0,15	2,15	0,54
ТУ7	отпай на прачечную	120	0,100	Надземная	14,45	0,67	5,35	0,55
ТУ7	ТУ8	196	0,150	Надземная	43,63	1,35	5,58	0,72
ТУ8	отпай на Больничный корпус	275	0,150	Надземная	40,62	1,44	4,84	0,67
ТУ8	ТУ12	50	0,070	Надземная	1,90	0,04	0,65	0,15
ТУ8	ТУ10	50	0,080	Надземная	1,11	0,01	0,11	0,07
ТУ10	ТУ10а	47	0,050	Надземная	1,11	0,07	1,37	0,18
ТУ10а	ж/д ул. Полевая, 63а	28	0,032	Надземная	1,11	0,46	15,81	0,45
ТУ12	ТУ13	34	0,070	Надземная	1,90	0,03	0,65	0,15

Продолжение табл.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ13	ж/д ул. Красноар, 74в	7	0,050	Надземная	1,90	0,04	3,97	0,30
ТУ18	ТУ20	20	0,150	Надземная	57,71	0,24	9,74	0,96
ТУ18	ТУ19	67	0,050	Надземная	2,35	0,42	6,02	0,37
ТУ19	ТУ19а	120	0,050	Надземная	1,36	0,25	2,03	0,21
ТУ19	ТУ19а	1	0,050	Надземная	0,99	0,00	1,10	0,16
ТУ19а	Россельхозцентр ул. Полевая, 75	50	0,032	Надземная	0,78	0,40	7,85	0,31
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 156	35	0,050	Надземная	0,58	0,01	0,38	0,09
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 148	30	0,040	Надземная	0,44	0,02	0,74	0,11
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 150	5	0,040	Надземная	0,55	0,01	1,17	0,14
ТУ20	ТУ22	10	0,150	Надземная	57,71	0,14	9,74	0,96
ТУ22	ТУ35	60	0,150	Надземная	40,61	0,34	4,84	0,67
ТУ22	ТУ24	42	0,100	Надземная	17,10	0,36	7,47	0,65
ТУ24	ж/д ул. Комсомольская, 129	4	0,050	Надземная	0,68	0,00	0,52	0,11
ТУ24	ТУ26	35	0,100	Надземная	16,42	0,28	6,89	0,62
ТУ26	ж/д ул. Комсомольская, 133	15	0,040	Надземная	1,09	0,07	4,44	0,27
ТУ26	ТУ28	45	0,100	Надземная	15,33	0,29	6,01	0,58
ТУ28	ТУ29	25	0,100	Надземная	14,51	0,15	5,39	0,55
ТУ28	ж/д ул. Комсомольская, 137	15	0,040	Надземная	0,82	0,04	2,54	0,21
ТУ29	ж/д ул. Комсомольская, 139	8	0,050	Надземная	1,47	0,02	2,39	0,23
ТУ29	ТУ29а	67	0,100	Надземная	13,04	0,30	4,36	0,49
ТУ29а	ТУ30	67	0,100	Надземная	12,39	0,30	3,94	0,47
ТУ29а	гараж	10	0,050	Надземная	0,65	0,01	0,48	0,10
ТУ30	Библиотека	10	0,050	Надземная	0,27	0,00	0,09	0,04
ТУ30	Управление отдела культуры (вв	8	0,050	Надземная	2,34	0,06	5,96	0,37
ТУ30	ТУ31	13	0,100	Надземная	9,79	0,04	2,47	0,37

Продолжение табл.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ31	ТУ32	30	0,100	Надземная	7,43	0,05	1,43	0,28
ТУ31	Упрвление отдела культуры (вв	15	0,080	Надземная	2,36	0,01	0,49	0,14
ТУ32	Упрвление отдела культуры (вв	8	0,040	Надземная	2,41	0,21	21,54	0,61
ТУ32	ТУ33	7	0,100	Надземная	5,01	0,01	0,66	0,19
ТУ33	ТУ34	30	0,080	Надземная	5,01	0,07	2,15	0,30
ТУ34	Отпай на д/с Колосок	70	0,080	Надземная	2,74	0,05	0,65	0,16
ТУ34	ж/д ул. Карла-Маркса, 158	8	0,050	Надземная	2,28	0,06	5,66	0,36
ТУ35	ТУ37	55	0,150	Надземная	40,61	0,31	4,84	0,67
ТУ37	Медучилище ул. Комсом,134	15	0,050	Надземная	1,21	0,03	1,61	0,19
ТУ37	ТУ38	15	0,150	Подвальная	39,41	0,11	4,56	0,65
ТУ38	ТУ41	96	0,150	Надземная	22,52	0,17	1,50	0,37
ТУ38	ТУ39	45	0,100	Надземная	16,89	0,41	7,29	0,64
ТУ39	Гараж ул. Комсомольская,121	50	0,070	Надземная	2,19	0,05	0,86	0,17
ТУ39	ТУ40	105	0,070	Надземная	10,82	2,21	20,33	0,85
ТУ39	Админ. р-на ул.Комсом,121	20	0,070	Надземная	3,87	0,06	2,64	0,30
ТУ40	ТУ40а	45	0,070	Надземная	10,82	1,06	20,33	0,85
ТУ40а	Волга-Телеком ул. К-Маркса,119	2	0,070	Надземная	7,99	0,06	11,12	0,63
ТУ40а	отпай на гараж	97	0,070	Надземная	2,83	0,15	1,42	0,22
ТУ41	ТУ41а	13	0,150	Надземная	13,57	0,01	0,55	0,23
ТУ41	ТУ47	50	0,100	Надземная	8,95	0,11	2,07	0,34
ТУ41а	ТУ41б	25	0,150	Надземная	13,57	0,02	0,55	0,23
ТУ41б	ж/д ул. М.Горького, 5	40	0,050	Надземная	0,96	0,04	1,02	0,15
ТУ41б	ТУ42	140	0,150	Надземная	12,61	0,07	0,48	0,21
ТУ42	ж/д ул. Комсомольская,107	5	0,050	Надземная	0,32	0,00	0,12	0,05
ТУ42	ТУ43	24	0,150	Надземная	12,29	0,01	0,45	0,20

Продолжение табл.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ43	ТУ44	90	0,100	Надземная	12,29	0,36	3,88	0,46
ТУ44	ТУ45	80	0,080	Надземная	4,20	0,13	1,52	0,25
ТУ44	отпай на гараж	10	0,080	Надземная	8,09	0,09	5,57	0,48
ТУ44а	Медучилище пр. Луначарского, 1	10	0,050	Надземная	4,99	0,33	26,90	0,79
ТУ44а	общежитие пр. Луначарского, 12	5	0,050	Надземная	2,09	0,04	4,78	0,33
ТУ45	ж/д ул. Карла-Маркса, 120	55	0,025	Надземная	0,33	0,32	5,72	0,23
ТУ45	отпай на гараж	6	0,080	Надземная	3,87	0,01	1,29	0,23
ТУ47	Школа ул.Красноармейская, 130б	45	0,100	Надземная	8,06	0,09	1,68	0,30
ТУ47	МФЦ	35	0,050	Надземная	0,90	0,03	0,90	0,14
ТУ51	Отпай на мастерские	20	0,080	Надземная	19,59	0,78	32,35	1,17
ТУ51	Учебно бытовой кор ул.Пол,49	5	0,100	Надземная	10,31	0,03	2,73	0,39
ТУ51	Хоз. корпус ул. Полевая, 49	28	0,070	Надземная	1,21	0,01	0,27	0,10
ТУ52	ТУ53	70	0,080	Надземная	5,32	0,18	2,43	0,32
ТУ52	Общежитие №2 ул. Полевая, 49	17	0,050	Надземная	6,48	0,87	45,33	1,02
ТУ53	Общежитие №1 ул. Полевая, 49	10	0,050	Надземная	5,32	0,38	30,65	0,84
ТУ54	ТУ54а	37	0,080	Надземная	3,24	0,04	0,91	0,19
ТУ54	Административный корпус	19	0,080	Надземная	2,23	0,01	0,44	0,13
ТУ54	Морг	90	0,050	Надземная	1,32	0,18	1,93	0,21
ТУ54а	Хозяйственный корпус	17	0,050	Надземная	1,85	0,08	3,76	0,29
ТУ54а	Гараж	3	0,050	Надземная	1,39	0,01	2,14	0,22
ТУ55	ТУ54	29	0,080	Надземная	6,79	0,13	3,93	0,41
отпай на Больничный корпус	ТУ55	95	0,100	Надземная	6,79	0,12	1,20	0,26
отпай на Больничный корпус	Лечебный корпус	2	0,100	Надземная	33,83	0,22	29,09	1,28

Продолжение табл.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9
отпай на Дом-школа	Дом-школа пр. М.Горького, 2	2	0,080	Надземная	13,35	0,09	15,07	0,80
отпай на Дом-школа	Гараж пр. М.Горького, 2	8	0,050	Надземная	0,48	0,00	0,27	0,08
отпай на гараж	Нарсуд пр. Луначарского, 12а	18	0,050	Надземная	3,75	0,33	15,25	0,59
отпай на гараж	Гараж ул. К-Маркса, 119	2	0,050	Надземная	2,53	0,03	6,97	0,40
отпай на гараж	ТУ44а	30	0,080	Надземная	7,08	0,16	4,26	0,42
отпай на гараж	Диз. подстанция ул. К-Маркса, 1	10	0,050	Надземная	0,30	0,00	0,11	0,05
отпай на гараж	гараж пр. Луначарского, 10	2	0,040	Надземная	1,01	0,01	3,86	0,26
отпай на гараж	Гараж пр. Луначарского, 12а	5	0,015	Надземная	0,12	0,08	15,06	0,26
отпай на прачечную	отпай на Дом-школа	35	0,080	Надземная	13,83	0,63	16,17	0,83
отпай на прачечную	Прачечная пр. М.Горького, 2	2	0,050	Надземная	0,62	0,00	0,43	0,10

Таблица 1.24 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №2 (параметры у потребителя)

Наименование узла	Геодезическая отметка, м	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагае- мый напор на вводе потребителя, м	Давление в подаю- щем тру- бопроводе, м	Давление в обратном трубопро- воде, м	Путь, прой- денный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лечебный корпус	161	0,7533	33,8293	33,9	8,71	16,27	32,14	15,86	708
Дом-школа пр. М.Горького, 2	150	0,3031	13,3512	19,5	12,23	19,51	44,75	25,24	392
Учебно бытовой кор ул.Пол,49	145	0,2519	10,3071	16,0	16,41	22,68	51,34	28,66	121
Мастерские ул. Полевая, 49	145	0,1896	7,783	14,3	14,30	20,62	50,31	29,69	138
Волга-Телеком ул. К-Маркса,119	139	0,177	7,9915	17,8	6,41	14,05	53,02	38,97	388
Школа ул.Красноармейская, 130б	149	0,1759	8,0567	15,0	12,90	20,77	46,38	25,62	382
Общежитие №2 ул. Полевая, 49	146	0,1543	6,4806	13,7	12,06	18,67	48,34	29,66	183
Общежитие №1 ул. Полевая, 49	146	0,1183	5,3248	12,5	11,72	19,32	48,66	29,34	246
Медучилище пр. Луначарского, 1	150	0,1004	4,987	12,6	9,81	19,06	44,53	25,47	629
Админ. р-на ул.Комсом,121	146	0,0902	3,8747	10,2	13,66	20,58	49,29	28,71	256
Нарсуд пр. Луначарского, 12а	145	0,0674	3,7491	11,6	7,70	19,30	49,65	30,35	683
Управление отдела культуры (вв	139	0,0515	2,414	8,6	10,86	19,10	55,55	36,45	393
Управление отдела культуры (вв	139	0,0514	2,3574	8,3	11,70	19,59	55,79	36,20	370
Управление отдела культуры (вв	139	0,0514	2,337	8,2	11,81	19,56	55,78	36,22	350
ж/д ул. Карла-Маркса, 158	139	0,047	2,2756	8,4	10,46	19,25	55,62	36,37	430
Гараж ул. Комсомольская,121	143	0,0461	2,1908	7,9	12,14	20,61	52,30	31,70	286
Гараж ул. К-Маркса,119	139	0,045	2,5291	13,4	1,97	13,82	52,91	39,09	485
общежитие пр. Луначарского, 12	147	0,042	2,09	8,1	10,37	19,65	47,83	28,17	624
Административный корпус	162	0,0412	2,2253	9,9	5,25	16,19	31,09	14,91	849
Д/с ул. Карла-Маркса, 139	137	0,04	2,259	9,2	7,26	19,22	57,61	38,39	494
Гараж ул. Полевая, 49	144	0,037	1,4988	6,0	16,91	23,06	52,53	29,47	67
ж/д ул. Комсомольская, 139	140	0,0339	1,4734	6,3	13,76	20,84	55,42	34,58	216
ж/д ул. Красноар, 74в	157	0,0335	1,9021	8,4	7,32	19,41	37,70	18,30	522
Хозяйственный корпус	162	0,032	1,8507	10,0	3,43	15,97	30,99	15,01	884
Медучилище ул. Комсом,134	147	0,028	1,2069	5,6	14,71	21,68	48,84	27,16	191
Хоз. корпус ул. Полевая, 49	141	0,026	1,2056	5,6	14,66	22,72	55,36	32,64	144

Продолжение табл.1.24.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ж/д ул. Комсомольская, 133	143	0,0252	1,0896	5,3	14,60	21,61	52,81	31,19	153
Гараж	163	0,025	1,3924	8,1	4,48	16,11	30,06	13,94	870
Морг	164	0,022	1,32	9,3	2,35	15,85	28,92	13,07	920
гараж пр. Луначарского, 10	147	0,021	1,0148	5,5	11,27	20,03	48,01	27,99	591
ж/д ул. М.Горького, 5	146	0,02	0,9558	5,2	12,47	21,03	49,51	28,48	365
ж/д ул. Полевая, 63а	158	0,0185	1,11	7,0	5,03	18,53	36,26	17,73	556
ж/д ул. Комсомольская, 137	140	0,0183	0,8206	4,7	13,56	21,10	55,55	34,45	198
МФЦ	148	0,017	0,8971	5,3	10,45	20,89	47,44	26,56	372
ж/д ул. Комсомольская, 129	141	0,0162	0,6795	4,1	15,72	22,31	55,16	32,84	107
гараж	135	0,014	0,646	4,3	12,29	20,27	60,13	39,86	285
Прачечная пр. М.Горького, 2	149	0,014	0,616	4,1	13,70	20,96	46,48	25,52	357
Россельхозцентр ул. Полевая,75	141	0,013	0,78	5,2	8,16	21,66	54,83	33,17	268
ж/д ул. Комсомольская, 150	144	0,0118	0,5541	3,8	14,67	22,94	52,47	29,53	104
Гараж пр. М.Горького, 2	154	0,0102	0,4828	3,8	11,29	19,69	40,84	21,15	398
ж/д ул. Комсомольская, 156	140	0,0096	0,576	4,4	8,94	22,44	56,22	33,78	253
ж/д ввод 2 ул. Красноарм, 80	149	0,0089	0,3756	3,1	15,93	22,61	47,30	24,70	174
Прачечная ул. К-Маркса, 139	136	0,008	0,48	4,5	5,75	19,24	58,62	39,38	532
ж/д ул. Комсомольская, 148	143	0,0073	0,438	3,8	9,41	22,91	53,46	30,54	129
ж/д ул. Комсомольская,107	148	0,0065	0,3186	3,0	11,96	20,97	47,49	26,51	470
ж/д ул. Красноармейская, 84	147	0,0064	0,2718	3,2	16,09	22,86	49,43	26,57	124
ж/д ул. Карла-Маркса, 120	145	0,0055	0,33	3,7	5,83	19,33	49,67	30,33	714
Библиотека	140	0,005	0,267	7,8	8,99	19,69	54,84	35,16	352
Диз. подстанция ул. К-Маркса,1	139	0,005	0,3	7,0	0,37	13,87	52,94	39,06	493
Гараж пр. Луначарского, 12а	146	0,002	0,12	3,5	6,30	19,80	48,90	29,10	670

1.3.4 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях г.п. Ардатов производится в соответствии с «Порядком по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, зарегистрированным в Минюсте РФ 16.03.2009 г. № 13513. Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети (при среднегодовых условиях).

Нормируемые месячные часовые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей.

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;

- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;

- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;

- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Динамика изменения тепловых потерь с разбивкой на составляющие по СЦТ от котельной №1 и СЦТ от котельной №2 г.п. Ардатов представлена в таблице 1.25 для плановых потерь и в таблице 1.26 для фактических потерь. В таблицах использованы следующие обозначения: $Q_{ут}$ – тепловые потери с утечками; $Q_{из}$ – тепловые потери через изоляцию; $Q_{тех}$ – тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков трубопроводов после ремонтов и ликвидации дефектов. В таблице 1.26, 1.27 представлены соответственно годовые технологические потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах воздуха и отчетные потери тепловой энергии в теплосети за 2011-2018 г.г.

Ниже приведен анализ динамики тепловых потерь по годам.

В 2011 г. суммарные отчетные тепловые потери составили 2793,53 Гкал (в т.ч. в тепловых сетях СЦТ от котельной №1 – 1430,31 Гкал) и составляют 86,7 % от нормативных. Отчетные потери принимаются скорректированные на отчетный отпуск тепловой энергии в сеть и продолжительность отопительного периода, нормативные потери. Потери тепловой энергии при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода соизмеримы с нормативными и составляют соответственно по СЦТ от котельной №1 – 1578,29 Гкал (97,1 %) и по СЦТ от котельной №2 – 1629,18 Гкал (102,2 %).

Нормативные тепловые потери тепловой энергии в теплосети на 2012 г. составили 3189,41 Гкал (99,0 % от 2011 г.). При этом отчетные тепловые потери ниже нормативных и составили 2757,2 Гкал. Нормативные потери на 2013 г. снижаются до 3086,16 Гкал. При этом потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода как в 2012 г. так и в 2013 г. ниже нормативных и соответственно составляют 3135,13 Гкал и 3062,91 Гкал.

Нормативные потери тепловой энергии в теплосети на 2014 г. составляли 3050,84 Гкал (98,9 % от 2013 г.). Потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах наруж-

ного воздуха и продолжительности отопительного периода за 2014 г. ниже нормативных и соответственно составляют 99 % в теплосети от СЦТ от котельной №1 и 98,9 % в теплосети в СЦТ от котельной №2. Отчетные потери составили 2697,53 Гкал (88,4 %) от нормативных потерь тепловой энергии в теплосети.

Нормативные потери тепловой энергии в теплосети СЦТ г.п. Ардатов соответственно на 2015-2018 г.г. составляли 3010,39 Гкал, 3012,71 Гкал, 2973,84 Гкал и 2928,93 Гкал. Снижение нормативных технологических потерь тепловой энергии в теплосети обусловлено как отключением вводных участков теплосети к жилым домам перешедшие на индивидуальное теплоснабжение, так и проведенным ремонтом трубопроводов и теплоизоляционных конструкций тепловых сетей. Отчетные потери тепловой энергии за данный период ниже норматив В условиях снижения нормативных потерь, потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода: за 2015 г. ниже нормативных соответственно составляют 94,7 % в теплосети от СЦТ от котельной №1 и 94,4 % в теплосети в СЦТ от котельной №2; за 2016 г. ниже нормативных и составляют соответственно 92,9 % в теплосети от СЦТ от котельной №1 и 92,6 % в теплосети в СЦТ от котельной №2; за 2017 г. ниже нормативных и составляют соответственно 93,4 % в теплосети от СЦТ от котельной №1 и 93,0 % в теплосети в СЦТ от котельной №2; за 2018 г. ниже нормативных и составляют соответственно 92,0 % в теплосети от СЦТ от котельной №1 и 91,5 % в теплосети в СЦТ от котельной №2.

Таблица 1.25 – Годовые нормативные технологические потери тепловой энергии в теплосети

Наименование СЦТ	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1563,46	61,96	1625,42	1534,43	61,96	1596,39	1481,82	61,96	1543,78	1468,70	62,56	1531,25
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1542,06	52,76	1594,82	1540,26	52,76	1593,02	1490,87	51,52	1542,39	1468,40	51,18	1519,58
Всего		3105,52	114,71	3220,23	3074,69	114,71	3189,41	2972,69	113,47	3086,16	2937,10	113,74	3050,84

Продолжение табл. 1.25

Наименование СЦТ	Тип теплоносителя, его параметры	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1430,39	60,41	1490,81	1430,61	62,52	1493,12	1422,20	62,52	1484,72	1387,59	62,66	1450,25
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1468,40	51,18	1519,58	1468,40	51,18	1519,58	1437,94	51,18	1489,12	1427,57	51,10	1478,67
Всего		2898,80	111,59	3010,39	2899,01	113,69	3012,71	2860,15	113,70	2973,84	2815,16	113,76	2928,93

Таблица 1.26 – Годовые технологические потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах воздуха

Наименование теплоснабжающей и тепло-сетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1518,14	60,15	1578,29	1470,09	59,36	1529,45	1424,46	60,30	1484,76	1454,07	61,77	1515,85
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1574,42	54,76	1629,18	1551,64	54,04	1605,68	1523,26	54,89	1578,15	1451,98	50,54	1502,51
Всего		3092,56	114,91	3207,48	3021,72	113,40	3135,13	2947,72	115,19	3062,91	2906,05	112,31	3018,36

Продолжение табл. 1.26

Наименование теплоснабжающей и тепло-сетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1354,32	57,04	1411,36	1329,20	57,99	1387,18	1328,55	58,13	1386,68	1276,74	57,42	1334,16
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1386,09	48,32	1434,41	1360,13	47,47	1407,61	1336,73	47,59	1384,32	1306,80	46,83	1353,63
Всего		2740,41	105,36	2845,77	2689,33	105,46	2794,79	2665,28	105,72	2771,00	2583,55	104,24	2687,79

Таблица 1.27 – Годовые отчетные потери тепловой энергии в теплосети

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1430,31	1395,74	1395,74	1311,94	1432,94	1376,28	1365,37	1375,47
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1363,22	1361,46	1361,46	1385,59	1231,74	1226,83	1080,45	1161,12
По ЭСО в целом	горячая вода	2793,53	2757,20	2757,20	2697,53	2664,68	2603,11	2445,82	2536,59

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения

На территории г.п. Ардатов на нужды теплоснабжения населения находятся два источника тепловой энергии – котельная №1-МУП «Ардатовтеплосеть», котельная №2-МУП «Ардатовтеплосеть».

Таким образом, в зоне действия котельных находится вся территория г.п. Ардатов. Котельные расположены по всей территории поселка. В котельных установлено основное и вспомогательное оборудование перечень которого приведен в табл.1.1. В состав котельных входит: здания, сооружения топливоподачи, дымовая труба с надземными газопроводами, баки-аккумуляторы воды, инженерные сети и коммуникации. Установленная мощность котельных 15,40 Гкал/ч.

Количество подключенных (зданий) вводов на четвертый квартал 2018 г. составляет около 58 шт. в котельной №1, а по котельной №2 количество вводов составляет 61 шт. Средний радиус теплоснабжения для котельных и подключенных абонентов составляет 950 м. Данные по радиусу действия приведен в табл.1.28. Средний радиус теплоснабжения – отношение оборота тепла к суммарной расчетной тепловой нагрузке всех абонентов, характеризующее собой среднюю удаленность абонентов от источника теплоснабжения или расстояние от этого источника до центра тяжести тепловых нагрузок всех абонентов сетей.

Оборот тепла (теоретический) отражает ту степень транзита тепла, которая является неизбежной при заданном расположении абонентов относительно источника теплоснабжения. При определении теоретического оборота тепла принимается векторная длина от теплоисточника до каждого потребителя. Для определения фактического оборота тепла используется фактическая длина тепломагистрали от источника до каждого абонента. Протяженность трубопровода от источника до наиболее отдаленного потребителя составляет 1004 м.

1.4.1.1 Зона котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №1 расположенной в г.п. Ардатов. Зона действия котельной №1 являются дома расположенные ул. Постникова, а именно дома (№1, 3, 5, 7, 9, 11), а также дома по ул. Полевая, 74, дома (№1, 3, 5, 5а, 15) расположенные во 2-м микрорайоне, дома (№2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 23, 25, 26, 26а, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 42,) расположенные в 1-м микрорайоне. Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам планировки приведено в таблице 1.28.

Таблица 1.28 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	1-й микрорайон	Котельная №1
1.2.	2-й микрорайон	
1.3.	Постникова	
1.4.	Полевая	
1.5.	Красноармейская	
1.6.	Пионерская	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №1 приведено в таблице 1.29.

Таблица 1.29 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №1	3,6228	1004

1.4.1.2 Зона действия котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №2 расположенной в г.п. Ардатов. Зоны действия котельной №2 г.п. Ардатов обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Полевая дом (№ 63а), ул пер. М. Горького дом №5, ул. Красноармейская дома (№74б, 80, 84), ул. Комсомольская дома (№107, 129, 133, 137, 139, 148, 150, 156), ул. Карла-Маркса дома (№ 120 158).

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ от котельной №2 по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.30.

Таблица 1.30 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	Полевая	Котельная №2
1.2.	Красноармейская	
1.3.	Карла-Маркса	
1.4.	Комсомольская	
1.5.	пер. М. Горького	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №2 приведено в таблице 1.31.

Таблица 1.31 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №2	3,5539	915

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к основными котельным г.п. Ардатов, расположенных в зонах действия котельных, составляет 7,1767 Гкал/ч.

1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных

Крышные котельные в г.п. Ардатов отсутствуют.

1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных

Ведомственные и муниципальные энергоисточники осуществляют теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций.

1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения

Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения в основном находятся в частном секторе поселка, одного имеется и индивидуальное теплоснабжение в многоквартирных домах. Перечень квартир с индивидуальным отоплением приведены в таблицах раздела 1.5.

1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^3 \cdot \omega}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0.86} \cdot B^{0.26} \cdot S}{\Pi^{0.62} \cdot H^{0.19} \Delta \tau^{0.38}}$$

где, R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод. ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч;

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/чкм²;

$\Delta \tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0.35} \cdot \frac{H^{0.07}}{B^{0.09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0.13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для котельных №1 и №2 приведены в таблице 1.32.

Таблица 1.32 – Результаты расчета радиуса теплоснабжения

	R-радиус действия главной магистрали (длина главной магистрали), км	Н-потери напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.в.ст.	b-эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч	s-удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м2	B-среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км2	П-теплотлотность района, Гкал/ч*км2	Т-расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С	w-поправочный коэффициент принимаемый для ТЭЦ равный 1,3, а для котельной равным 1	Rэ
Котельная №1	0,99	15	4205435,53	12820,51	80,75	3,69	25	1	2,756
Котельная №2	0,87	12	4856926,57	14015,59	51,91	3,01	25	1	2,761

1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной

Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельным представлена в табл. 1.33. Резерв мощности имеется во всех котельных г.п. Ардатов наибольший резерв имеет котельная №2.

Анализируя мощность котельных г.п. Ардатов, было определено что общая располагаемая тепловая мощность котельных города составляет –13,09 Гкал/ч.

Таблица 1.33 – Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также имеющийся резерв в разрезе по котельным

Ведомственная принадлежность,	Наименование котельной, адрес,	Мощность котельной, Гкал/час			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	
МУП "Ардатовтеплосеть"	Котельная №1	6,40	5,44	3,6228	1,817
	Котельная №2	9,00	7,65	3,5539	4,096
Итого		15,40	13,09	7,18	5,91

1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных

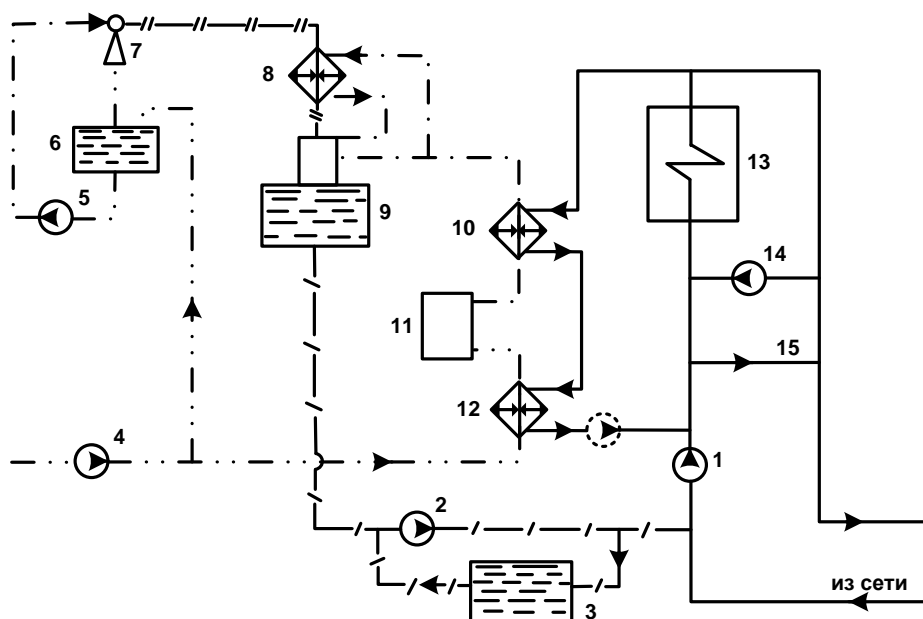
В общем случае котельная установка представляет собой совокупность котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства:

- устройства подачи и сжигания топлива, очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- теплообменные аппараты различного назначения;
- насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения, подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в тепловых сетях, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие);
- баки питательные, конденсационные, баки-аккумуляторы горячей воды;

- дутьевые вентиляторы и воздушный тракт, дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;
- устройства вентиляции, системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива, тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды. Водяные тепловые сети бывают двух типов: закрытые и открытые. При закрытой системе вода (или пар) отдает свою теплоту в местных системах и полностью возвращается в котельную. При открытой системе вода (или пар) частично, а в редких случаях полностью отбирается в местных установках. Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также вместимость баков-аккумуляторов.

В качестве примера приведена принципиальная тепловая схема водогрейных котельных (рис.1.7). Установленный на обратной линии сетевой (циркуляционный) насос обеспечивает поступление питательной воды в котел и далее в систему теплоснабжения. Обратная и подающая линии соединены между собой перемычками – перепускной и рециркуляционной. Через первую из них при всех режимах работы, кроме максимального зимнего, перепускается часть воды из обратной в подающую линию для поддержания заданной температуры.



1 – сетевой насос; 2 – подпиточный насос; 3 – бак подпиточной воды; 4 – насос исходной воды; 5 – насос подачи воды к эжектору; 6 – расходный бак эжекторной установки; 7 – водоструйный эжектор; 8 – охладитель выпора; 9 – вакуумный; 10 – подогреватель химически очищенной воды; 11 – фильтр химводоочистки; 12 – подогреватель исходной воды; 13 – водогрейный котел; 14 – рециркуляционный насос; 15 – линия перепуска.

Рисунок 1.7 – Принципиальная тепловая схема паровой котельной при закрытых сетях

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в котел при работе на газовом топливе должна быть не ниже 60 °С во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в уходящих газах. Так как температура обратной воды почти всегда ниже этого значения, то в котельных со стальными котлами часть горячей воды подается в обратную линию рециркуляционным насосом.

В коллектор сетевого насоса из бака поступает подпиточная вода (насос, компенсирующая расход воды у потребителей). Исходная вода, подаваемая насосом, проходит через подогреватель, фильтры химводоочистки и после умягчения через второй подогреватель, где нагревается до 75-80 °С (на малых котельных исходной водой является вода из водопровода, которая не проходит химической очистки на станции). Далее вода поступает в колонку вакуумного деаэратора. Вакуум в деаэраторе поддерживается за счет отсасывания из колонки деаэратора паровоздушной смеси с помощью водоструйного эжектора. Рабочей жидкостью эжектора служит вода, подаваемая насосом из бака эжекторной установки. Пароводяная смесь, удаляемая из деаэрационной головки, проходит через теплообменник – охладитель выпара. В этом теплообменнике происходит конденса-

ция паров воды, и конденсат стекает обратно в колонку деаэратора. Деаэрированная вода самотеком поступает к подпиточному насосу, который подает ее во всасывающий коллектор сетевых насосов или в бак подпиточной воды. Подогрев в теплообменниках химически очищенной и исходной воды осуществляется водой, поступающей из котлов. Во многих случаях насос, установленный на этом трубопроводе (показан штриховой линией), используется также и в качестве рециркуляционного.

В г.п. Ардатов паровые котельные отсутствуют.

1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения котельных МУП «Ардатовтеплосеть» является вода из поселкового водопровода г.п. Ардатов. В котельных №1 и №2, установлены На-катионитовые фильтры марки ФиПа-1-1,5-0,6Н. В котельной №1 оборудование химводоподготовки смонтирована в 1988 г., а в котельной №2 в 1994 г.

1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим

На территории г.п. Ардатов на теплоснабжение населения а также бюджетных потребителей две основных котельных, основным источником теплоснабжения являются котельная №1-МУП «Ардатовтеплосеть» и котельная №2-МУП «Ардатовтеплосеть». Основным топливом является природный газ. Ни одна из котельных г.п. Ардатов не имеет резервного топлива.

Основным поставщиком природного газа для теплоисточников г.п. Ардатов является: ОАО «Газпром межрегионгаз Саранск. Поставка газа для котельных осуществляется на основании договора поставки газа.

Газ поставляется по газопроводам Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр-1, Уренгой-Центр-2, Ямбург-Ялец-1, Ямбург-Ялец-1, Ямбург-Западная граница.

Динамика изменения структуры топлива (качество топлива) представлена в таблице 1.34

Таблица 1.34 – Динамика структуры топлива

Показатели		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Газ							
Калорийность	ккал/нм ³	8100	8087	8097	8100	8100	8100
Мазут							
Зольность	%	0	0	0	0	0	0
Влажность	%	0	0	0	0	0	0
Калорийность	ккал/кг	0	0	0	0	0	0
Уголь							
Калорийность	ккал/кг	0	0	0	0	0	0
Зольность	%	0	0	0	0	0	0
Влажность	%	0	0	0	0	0	0
Торф							
Калорийность	ккал/кг	0	0	0	0	0	0
Зольность	%	0	0	0	0	0	0
Влажность	%	0	0	0	0	0	0
Дрова							
Калорийность	ккал/кг	0	0	0	0	0	0

1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Сводная тепловая нагрузка административно бытовых зданий и жилого фонда г.п. Ардатов подключенных к СЦТ от котельных: №1; №2 представлена в табл. 1.35. Согласно табл. 1.35 расчетная присоединенная тепловая нагрузка г.п. Ардатов обеспечивающая теплом централизованно составляет 7,1767 Гкал/ч вся нагрузка является отопительной.

Таблица 1.35 – Сводная тепловая нагрузка и годовое теплopotребление в 2011– 2018 г.г.

Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная максимально-часовая нагрузка, Гкал/ч		Годовая потребность в тепле, Гкал		Отпуск тепловой энергии из сети (факт, прогноз), Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть (факт, прогноз), Гкал
	отопление (вентиляция)	ГВС	отопление (вентиляция)	ГВС		
1	2		3		4	5
2011 г.						
СЦТ от котельной №1	3,8277		8929,42		8073,39	9503,7
СЦТ от котельной №2	3,3208		7772,89		7694,78	9058
Итого	7,1485		16702,31		15768,17	18561,70
2012 г.						
СЦТ от котельной №1	3,8277		8929,42		7778,81	9174,55
СЦТ от котельной №2	3,3208		7772,89		7614,66	8976,12
Итого	7,1485		16702,31		15393,47	18150,67
2013 г.						
СЦТ от котельной №1	3,8046		8864,56		7674,41	9 218,19
СЦТ от котельной №2	3,3025		7729,95		7606,43	9 148,82
Итого	7,1071		16594,51		15280,84	18367,00
2014 г.						
СЦТ от котельной №1	3,6812		7144,92		7582,75	8894,69
СЦТ от котельной №2	3,4745		7505,46		8011,13	9396,72
Итого	7,1557		14650,38		15593,88	18291,41
2015 г.						
СЦТ от котельной №1	3,6849		7266,70		7445,22	8878,16
СЦТ от котельной №2	3,4745		7367,98		7661,78	8893,52
Итого	7,1595		14634,68		15107,00	17771,68
2016 г.						
СЦТ от котельной №1	3,7127		7477,53		7542,76	8919,04
СЦТ от котельной №2	3,4745		7367,98		7669,39	8896,22
Итого	7,1872		14845,51		15212,15	17815,26
2017 г.						
СЦТ от котельной №1	3,7219		7402,72		7466,64	8832,01
СЦТ от котельной №2	3,7951		7524,76		7243,44	8323,89
Итого	7,5170		14927,48		14710,08	17155,90
2018 г.						
СЦТ от котельной №1	3,6228		8507,66		7810,08	9185,55
СЦТ от котельной №2	3,5539		8318,36		7964,06	9125,18
Итого	7,1767		16826,02		15774,14	18310,73

Тепловая нагрузка по типу объектов (жилые дома, административно-бытовые здания, образовательные и т.д.) г.п. Ардатов представлена в табл. 1.36. Как видно из таблицы 37,9 % тепловой нагрузки составляет тепловая нагрузка жилых домов.

Таблица 1.36 – Тепловая нагрузка и годовое теплоснабжение на отопление по типу объектов

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная часовая нагруз- ка, Гкал/ч		Расчетная ча- совая нагрузка, Гкал/ч
		Гкал/ч	%	
СЦТ от котельной №1				
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	2,4825	68,5%	5836,96
2	Административно-бытовые здания	0,2715	7,5%	606,45
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	0,8688	24,0%	2064,25
4	Объектов здравоохранения	0,0000	0,0%	0,00
СЦТ от котельной №2				
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	0,2366	6,7%	556,38
2	Административно-бытовые здания	0,7738	21,8%	1781,01
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	1,6593	46,7%	3828,71
4	Объектов здравоохранения	0,8842	24,9%	2152,25
Всего по г.п. Ардатово				
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	2,7191	37,9%	6393,35
2	Административно-бытовые здания	1,0453	14,6%	2387,47
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	2,5281	35,2%	5892,96
4	Объектов здравоохранения	0,8842	12,3%	2152,25

1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах г.п. Ардатов используется в 280 квартире. Общая площадь квартир с индивидуальным отоплением согласно табл. 1.37 составляет 19444,0 м² (47,29 % от общей площади многоэтажных домов). При этом площадь квартир с индивидуальным отоплением ниже приведенных жилых домов превышает 70 % от общей площади (ж/дом №10 (1 мкр.) – 73,5 %, ж/дом №23 (1 мкр.) – 80,5 %, ж/дом №27 (1 мкр.) – 84,9 %, ж/дом №34 (1 мкр.) – 80,8 %, ж/д, ул. Полевая, 63а – 84 %).

Таблица 1.37 – Индивидуальное отопление многоквартирных домов

Потребитель	Наружный строительный объем здания, м³	Общая площадь помещений дома, м²	Площадь помещений с индивидуальным отоплением, м², по годам			
			2007 г.	2010 г.	2013 г.	2018 г.
1	2	3	4	5	6	7
Котельная №1						
Ж/д, №1	492,0	164,0	82,0	164,0	164,0	164,0
Ж/д, №2	1002,0	334,0				
Ж/д, №3	1095,0	365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Ж/д, №4	1030,8	343,6	89,3	89,3	89,3	89,3
Ж/д, №5	1070,4	356,8		100,0	100,0	100,0
Ж/д, №6	1910,7	636,9	126,7	126,7	126,7	169,7
Ж/д, №7	944,1	314,7	37,2	37,2	37,2	37,2
Ж/д, №8	953,1	317,7				
Ж/д, №9	1122,0	374,0	53,0	106,0	106,0	106,0
Ж/д, №10	1077,3	359,1	264,0	264,0	264,0	264,0
Ж/д, №11	1128,3	376,1	54,0	54,0	54,0	54,0
Ж/д, №12	1149,0	383,0	58,0	58,0	58,0	58,0
Ж/д, №13	2092,8	697,6		9,1	9,1	73,2
Ж/д, №13а	278,7	92,9		46,0	92,9	92,9
Ж/д, №14	2217,0	739,0		206,5	258,5	258,5
Ж/д, №15	2181,0	727,0		334,0	334,0	334,0
Ж/д, №16	2049,6	683,2				
Ж/д, №17	2182,8	727,6		184,5	184,5	225,5
Ж/д, №18	2256,0	752,0		246,8	246,8	242,2
Ж/д, №19	2170,5	723,5		265,1	265,1	329,2
Ж/д, №23	2553,9	851,3	552,0	692,0	692,0	685,4
Ж/д, №25	2091,0	697,0	281,0	229,2	229,2	321,4

Продолжение табл. 1.37

1	2	3	4	5	6	7
Ж/д, №26	2532,0	844,0	244,0	290,0	290,0	844,0
Ж/д, №26а	2520,6	840,2	318,2	318,2	318,2	382,0
Ж/д, №27	2183,7	727,9	576,0	576,0	576,0	618,0
Ж/д, №28	2556,6	852,2	179,9	179,9	179,9	178,0
Ж/д, №30	2489,1	829,7	213,0	263,5	263,5	263,0
Ж/д, №31	2164,8	721,6	154,1	199,0	199,0	199,0
Ж/д, №32	2657,1	885,7	399,6	435,5	435,5	498,4
Ж/д, №33	2168,4	722,8	279,4	279,4	279,4	281,0
Ж/д, №34	2228,7	742,9	351,0	351,0	351,0	600,1
Ж/д, №35	2258,4	752,8	166,7	249,0	249,0	291,1
Ж/д, №36	1099,2	366,4		45,7	45,7	45,7
Ж/д, №41	4786,5	1595,5	677,0	751,1	781,1	812,3
Ж/д, №42	4392,3	1464,1	640,0	592,0	592,0	719,6
Ж/д, №43	2816,3	938,8		114,7	938,8	938,8
Ж/д, 1 (мкр. №2)	11702,1	3900,7	2072,0	2247,5	2247,5	2162,0
Ж/д, 3 (мкр. №2)	7801,8	2600,6	963,0	1148,7	1148,7	1185,5
Ж/д, 5 (мкр. №2)	4107,3	1369,1	431,0	546,2	546,2	501,4
Ж/д, 5а (мкр. №2)	3372,0	1124,0				
Ж/д, ул. Постникова, 1	1274,4	424,8	42,0	143,3	143,3	238,7
Ж/д, ул. Постникова, 2	2784,0	928,0	273,0			928,0
Ж/д, ул. Постникова, 3	1123,5	374,5	104,0	154,4	154,4	156,0
Ж/д, ул. Постникова, 5	1617,3	539,1		147,0	147,0	272,1
Ж/д, ул. Постникова, 7	1596,6	532,2	329,0	400,2	400,2	352,3
Ж/д, ул. Постникова, 9	2193,6	731,2	227,6	227,6	227,6	269,4
Ж/д, ул. Постникова, 11	2581,5	860,5	314,3	314,3	314,3	316,3
Ж/д, ул. Полевая, 35	124,2	41,4				41,4

Продолжение табл. 1.37

1	2	3	4	5	6	7
Ж/д, ул. Полевая, 74	95,4	31,8				
Ж/д, ул. Красноармейская, 2а	576,9	192,3	128,2	128,2	128,2	192,3
Ж/д, ул. Пионерская, 61	122,7	40,9				40,9
Итого	110975,0	36991,7	11045,2	13679,8	14632,8	17296,8
Котельная №2						
Ж/д, ул. Полевая, 61	1010	252,50			147,0	252,5
Ж/д, ул. Полевая, 63	216	78,7				78,7
Ж/д, ул. Полевая, 63а	900	243,80		120,2	120,2	204,8
Ж/д, ул.Краснаармейская, 74	320	102,40				102,4
Ж/д, ул.Красноармейская, 74в	1142	199,20				
Ж/д, ул.Красноармейская, 78	238	82,10				82,1
Ж/д, ул.Красноармейская, 80	230	73,50				48,7
Ж/д, ул.Красноармейская, 84	153	53,70				
Ж/д, ул.Красноармейская, 86	160	56,50				56,5
Ж/д, ул.Комсомольская, 107	157	67,80				67,8
Ж/д, ул.Комсомольская, 111	320	76,70			76,7	76,7
Ж/д, ул.Комсомольская, 127	160	59,90				59,9
Ж/д, ул.Комсомольская, 129	847,8	282,60	39,0	70,8	70,8	71,3
Ж/д, ул.Комсомольская, 131	294	104,60		52,0	52,0	104,6
Ж/д, ул.Комсомольская, 133	814,2	271,40	39,0	42,7	42,7	39,0
Ж/д, ул.Комсомольская, 137	492	148,00				
Ж/д, ул.Комсомольская, 138	125	61,30			61,3	61,3
Ж/д, ул.Комсомольская, 139	1674,9	558,30	202,0	202,3	202,3	202,0
Ж/д, ул.Комсомольская, 144	492	147,30				147,3
Ж/д, ул.Комсомольская, 148	180	66,70				
Ж/д, ул.Комсомольская, 150	320	64,30				

Продолжение табл. 1.37

1	2	3	4	5	6	7
Ж/д, ул.Комсомольская, 156	250	108,00				
Ж/д, ул.Карла-Маркса, 140	100	33,50				33,5
Ж/д, ул.Карла-Маркса, 120	125	128,40				
Ж/д, ул.Карла-Маркса, 162	125	53,70			53,7	53,7
Ж/д, ул.Карла-Маркса, 158	1800	348,80				
Ж/д, ул.Карла-Маркса, 160а	600	253,00	126,0	253,0	253,0	253,0
пер. М.Горького	454,29	151,43				151,4
Итого	13700,2	4128,1	406,0	741,0	1079,7	2147,2
ВСЕГО	124675,1	41119,8	11451,2	14420,8	15712,5	19444,0

1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки на отопление при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Общая расчётная тепловая нагрузка потребителей на цели отопления г.п. Ардатов по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 7,1767 Гкал/ч. При этом тепловая нагрузка потребителей: от СЦТ от котельной №1 – 3,6228 Гкал/ч; от СЦТ от котельной №2 – 3,5539 Гкал/ч. По каждому потребителю СЦТ расчетная тепловая нагрузка представлена в табл. 1.38-1.39.

Таблица 1.38 – Расчетная тепловая нагрузка и теплотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №1 г.п. Ардатов на 2018 г.

№ п/п	Потребитель	Наруж- ный стро- ительный объем здания, м³	Общая площадь помеще- ний дома, м²	Часовая нагрузка, Гкал/ч	Теплопо- требление, Гкал/год.	Отказы от СЦТ (ин- дивидуальное отопле- ние)		Теплопо- требление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	НОУ Ардатовская АШ ДОСААФ России	16425,0	1912,9	0,2267	506,83			95,90	0,0429
2	Дворец спорта							436,35	0,1952
3	ДЮСШ	7625,0	897,0	0,1227	274,39			274,95	0,1230
4	МБДОУ "Теремок" комбинирован- ного вида"	12896,0	1261,4	0,2257	554,62			538,27	0,2190
5	МБОУ «Ардатовская СОШ»	12846,0		0,1951	436,14			549,08	0,1477
6	Присрой к МБОУ «Ардатовская СОШ»	4700,0		0,0757	169,13				0,0757
7	Учеб. корп., (ГКОУ РМ "Ардатов- ская общеобразовательная школа- интернат с нарушениями зрения")							330,39	0,1478
8	Спальн. корп., сушилка - подвал (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобра- зовательная школа-интернат с нарушениями зрения")							223,42	0,0909
9	Столовая (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобразовательная школа- интернат с нарушениями зрения")							60,13	0,0269
10	Гараж, зд. старой кот. (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобразовательная школа-интернат с нарушениями зре- ния")							28,55	0,0157

Продолжение табл.1.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	БПК (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобразовательная школа-интернат с нарушениями зрения")							59,46	0,0221
12	Жилой дом №1 (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобразовательная школа-интернат с нарушениями зрения")			0,0072	16,93			16,93	0,0072
13	Жилой дом №2 (ГКОУ РМ "Ардатовская общеобразовательная школа-интернат с нарушениями зрения")			0,0067	15,75			15,75	0,0067
14	Кафе "Молодежной" ИП Калачев Юрий Валентинович	1599,0	372,1	0,0266	57,83			58,12	0,0260
15	Общество с ограниченной ответственностью "Гермес"	555,0		0,0092	20,07			16,08	0,0074
16	Ж/д, №1	492,0	164,00	0,0125	29,36	164,0	29,36		
17	Ж/д, №2	1519,0	343,60	0,0386	90,66			90,66	0,0386
18	Ж/д, №3	1505,0	365,00	0,0382	89,82	365,0	71,47		
19	Ж/д, №4	1505,0	357,30	0,0382	89,82	89,3	17,48	72,33	0,0308
20	Ж/д, №5	1559,0	356,80	0,0396	93,04	100,0	19,58	73,46	0,0312
21	Ж/д, №6	2388,0	636,90	0,0544	127,92	169,7	33,23	94,69	0,0403
22	Ж/д, №7	1311,0	314,70	0,0333	78,24	37,2	7,28	70,96	0,0302
23	Ж/д, №8	1311,0	317,70	0,0333	78,24			78,24	0,0333
24	Ж/д, №9	1603,0	374,00	0,0400	94,11	106,0	20,75	73,36	0,0312
25	Ж/д, №10	1303,0	359,00	0,0331	77,76	264,0	51,69	26,07	0,0111
26	Ж/д, №11	1675,0	376,00	0,0418	98,34	54,0	10,57	87,77	0,0373
27	Ж/д, №12	1757,0	401,00	0,0439	103,15	57,0	11,16	91,99	0,0391
28	Ж/д, №13	3321,0	675,00	0,0694	163,07	73,2	14,33	148,74	0,0633
29	Ж/д, №13а		92,90			92,9	18,19		
30	Ж/д, №14	2839,0	739,00	0,0721	169,43	739,0	144,70		

Продолжение табл.1.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Ж/д, №15	2923,0	727,00	0,0742	174,45	727,0	142,35		
32	Ж/д, №16	2900,0	683,20	0,0736	173,07		0,00	173,07	0,0736
33	Ж/д, №17	2909,0	727,60	0,0738	173,61	225,5	44,15	129,46	0,0551
34	Ж/д, №18	2985,0	752,00	0,0758	178,15	242,2	47,42	130,72	0,0556
35	Ж/д, №19	3090,0	723,50	0,0682	160,43	329,2	64,46	95,97	0,0408
36	Ж/д, №23	4641,0	851,30	0,0958	225,19	685,4	134,20	90,98	0,0387
37	Ж/д, №25	2782,0	697,00	0,0706	166,03	321,4	62,93	103,10	0,0438
38	Ж/д, №26	3311,0	844,00	0,0840	197,60	844,0	165,26		
39	Ж/д, №26а	3479,0	840,20	0,0883	207,63	382,0	74,80	132,83	0,0565
40	Ж/д, №27	2843,0	727,90	0,0722	169,67	618,0	121,00	48,67	0,0207
41	Ж/д, №28	3315,0	852,20	0,0841	197,84	178,0	34,85	162,99	0,0693
42	Ж/д, №30	3457,0	829,70	0,0877	206,32	263,0	51,50	154,82	0,0658
43	Ж/д, №31	2879,0	721,60	0,0731	171,82	199,0	38,96	132,86	0,0565
44	Ж/д, №32	3302,0	885,70	0,0838	197,07	498,4	97,59	99,48	0,0423
45	Ж/д, №33	2879,0	722,80	0,0731	171,82	281,0	55,02	116,80	0,0497
46	Ж/д, №34	2886,0	742,90	0,0733	172,24	600,1	117,50	54,74	0,0233
47	Ж/д, №35	2923,0	752,80	0,0742	174,45	291,1	57,00	117,45	0,0500
48	Ж/д, №36	1425,0	366,40	0,0362	85,05	45,7	8,95	76,10	0,0324
49	Ж/д, №41	7472,0	1595,50	0,1897	445,94	812,3	159,05	286,89	0,1220
50	Ж/д, №42	5935,0	1464,10	0,1506	354,21	719,6	140,90	213,31	0,0907
51	Ж/д, №43	3900,0	938,75	0,0990	232,76	938,8	183,81		
52	Ж/д, 1 (мкр. №2)	18027,0	3900,70	0,4576	1075,87	2162,0	423,32	652,55	0,2775
53	Ж/д, 3 (мкр. №2)	11795,0	2600,60	0,2994	703,94	1185,5	232,12	471,82	0,2007
54	Ж/д, 5 (мкр. №2)	5460,0	1369,10	0,1386	325,86	501,4	98,17	227,68	0,0968
55	Ж/д, 5а (мкр. №2)	4496,0	1124,00	0,1141	268,33			268,33	0,1141
56	Ж/д, ул. Постникова, 1	1549,0	424,80	0,0393	92,45	238,7	46,74	45,71	0,0194
57	Ж/д, ул. Постникова, 2	3835,0	928,00	0,0973	228,88	928,0	228,88		

Продолжение табл.1.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	Ж/д, ул. Постникова, 3	1164,0	374,50	0,0295	69,47	156,0	30,54	38,92	0,0166
59	Ж/д, ул. Постникова, 5	2240,0	539,10	0,0569	133,69	272,1	53,28	80,41	0,0342
60	Ж/д, ул. Постникова, 7	2240,0	532,20	0,0569	133,69	352,3	68,98	64,70	0,0275
61	Ж/д, ул. Постникова, 9	2937,0	731,20	0,0745	175,28	269,4	52,75	122,53	0,0521
62	Ж/д, ул. Постникова, 11	3753,0	860,50	0,0953	223,98	316,3	61,93	162,05	0,0689
63	Ж/д, ул. Полевая, 35	103,0	41,40	0,0045	10,67	41,4	10,67		
64	Ж/д, ул. Полевая, 74	95,0	31,80	0,0042	9,84		0,00	9,84	0,0042
65	Ж/д, ул. Красноармейская, 2а	560,0	192,30	0,0186	43,80	192,3	37,65		
66	Ж/д, ул. Пионерская, 61	120,0	40,90	0,0053	12,43	40,9	8,01		
67	Ж/д, 15 (мкр. №2) (для ветеранов)	4370,4	1092,60	0,0956	224,78			224,78	0,0956
68	Ж/д, 29а (мкр. №1)		644,50					103,22	0,0439
69	Ж/д, 29б (мкр. №1)		589,90					103,22	0,0439
	Итого	215714,40	42546,15	4,8728	11402,92	18169,3	3604,52	8507,66	3,6228

Таблица 1.39 – Расчетная тепловая нагрузка и теплотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №2 г.п. Ардатов на 2018 г.

№ п/п	Потребитель	Наружный строитель- ный объем здания, м³	Общая площадь помеще- ний до- ма, м²	Часовая нагрузка, Гкал/ч	Теп- лопо- требле- ние, Гкал/год	Отказы от СЦТ (ин- дивидуальное отоп- ление)		Теплопо- требле- ние, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Адм. Здание (Управление Судебного департа- тамента в РМ)	3208,0		0,0674	158,47			165,66	0,0674
2	Гараж (Управление Судебного департамен- та в РМ)			0,0021	3,82			3,82	0,0021
3	Филиал ФГБУ "Россельхозцентр" по Рес- публике Мордовия	300,0		0,0135	31,74			31,74	0,0135
4	Основное здание (МДОУ д/с "Колосок")	2970,0	443,4	0,0564	138,62			138,62	0,0564
5	Прачечная (МДОУ д/с "Колосок")			0,0050	11,76			11,76	0,0050
6	МБОУ «Ардатовская ООШ»	9790		0,1759	393,21			393,21	0,1759
7	Основное здание (Администрация Ардатов- ского муниципального района РМ)	6129,0		0,0902	212,08			221,70	0,0902
8	Гараж №1 (Администрация Ардатовского муниципального района РМ)			0,0242	44,00			44,00	0,0242
9	Гараж №2 (Администрация Ардатовского муниципального района РМ)			0,0182	33,09			33,09	0,0182
10	Склад (Администрация Ардатовского муни- ципального района РМ)			0,0037	6,73			6,73	0,0037
11	Поликлиника (ГБУЗ РМ Ардатовская рай- онная больница)	41632,0	14632,1	0,1839	452,00			452,00	0,1839
12	Лечебный корпус №1 (ГБУЗ РМ Ардатов- ская районная больница)			0,1040	255,62			255,62	0,1040
13	Лечебный корпус №1(1) (ГБУЗ РМ Ардатов- ская районная больница)			0,1393	342,38			342,38	0,1393

Продолжение табл.1.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Лечебный корпус№2 (ГБУЗ РМ Ардатовская районная больница)			0,3261	801,50			801,50	0,3261
15	Адм. Здание (ГБУЗ РМ Ардатовская районная больница)			0,0412	101,26			101,26	0,0412
16	Медэкспертиза (ГБУЗ РМ Ардатовская районная больница)			0,0216	53,09			53,09	0,0216
17	Прачечная (ГБУЗ РМ Ардатовская районная больница)			0,0353	86,76			86,76	0,0353
18	Гараж №2 (ГБУЗ РМ Ардатовская районная больница)			0,0328	59,64			59,64	0,0328
19	Основное здание (Управление культуры)	7168,0		0,1543	362,80			362,80	0,1543
20	Детская библиотека (Управление культуры)			0,0058	14,26			14,26	0,0058
21	Общежитие (Управление культуры)			0,0310	76,19			76,19	0,0310
22	Гараж (Управление культуры)			0,0192	34,91			34,91	0,0192
23	МБУ "МФЦ Ардатовского муниципального района"	492,0	123,0	0,0157	38,59			38,59	0,0157
24	Военкомат			0,0148	36,38			36,38	0,0148
25	Адм. Здание (ГБОУ РМ детский дом-школа)	18796,0		0,1019	250,45			250,45	0,1019
26	Спальный корпус (ГБОУ РМ детский дом-школа)			0,1608	395,22			395,22	0,1608
27	Столовая (ГБОУ РМ детский дом-школа)			0,0282	63,04			63,04	0,0282
28	Теплый переход (ГБОУ РМ детский дом-школа)			0,0122	27,27			27,27	0,0122
29	Прачечная (ГБОУ РМ детский дом-школа)			0,0152	40,89			40,89	0,0152
30	Гараж (ГБОУ РМ детский дом-школа)			0,0102	18,55			18,55	0,0102

Продолжение табл.1.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Основной корпус (ГБПОУ РМ "Ардатовский медицинский колледж")	7768,0		0,1004	224,43			224,43	0,1004
32	Общежитие (ГБПОУ РМ "Ардатовский медицинский колледж")			0,0418	102,74			102,74	0,0418
33	Гараж (ГБПОУ РМ "Ардатовский медицинский колледж")			0,0213	38,73			38,73	0,0213
34	Общежитие №1 (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)	40600,0		0,1183	278,15			290,76	0,1183
35	Общежитие №2 (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,1543	362,80			379,24	0,1543
36	Корпус №1 (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,1322	295,52			295,52	0,1322
37	Корпус №2 (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,1197	267,58			267,58	0,1197
38	Мастерские (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,1896	423,83			423,83	0,1896
39	Хоз.корпус (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,0317	70,86			70,86	0,0317
40	Гараж (ГБПОУ РМ "Ардатовский аграрный техникум имени И.А. Пожарского)			0,0696	126,55			126,55	0,0696
41	Основное здание (ПАО "Ростелеком")	12000,0		0,1460	343,28			343,28	0,1460
42	Гараж (ПАО "Ростелеком")			0,0449	81,64			81,64	0,0449
43	Дизельная подстанция (ПАО "Ростелеком")			0,0047	8,55			8,55	0,0047
44	Основное здание (Почта России)			0,0304	71,48			71,48	0,0304
45	МБУ ДОД" Ардатовская детская школа искусств №1"							269,45	0,1146
46	МБУК "Ардатовская ЦРБ им Н.К.Крупской"							188,81	0,0803
47	ИП Богоявленский И.А.	672,0		0,0112	24,30			17,40	0,0074
48	Ж/д, ул. Полевая, 61	1010,0	252,5	0,0314	73,80	252,5	49,44		
49	Ж/д, ул. Полевая, 63	216,0	78,7	0,0084	19,83				

Продолжение табл.1.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
50	Ж/д, ул. Полевая, 63а	900,0	243,8	0,0285	67,08	204,8	40,10	26,98	0,0115
51	Ж/д, ул.Красноармейская, 74	320,0	102,4	0,0119	27,89				
52	Ж/д, ул.Красноармейская, 74б	1142,0	199,2	0,0335	78,79			78,79	0,0335
53	Ж/д, ул.Красноармейская, 78	238,0	82,1	0,0092	21,62				
54	Ж/д, ул.Красноармейская, 80	230,0	73,5	0,0089	20,98	48,7	9,54	11,45	0,0049
55	Ж/д, ул.Красноармейская, 84	153,0	53,7	0,0064	14,97			14,97	0,0064
56	Ж/д, ул.Красноармейская, 86	160,0	56,5	0,0066	15,53				
57	Ж/д, ул.Комсомольская, 107	157,0	67,8	0,0065	15,30			15,30	0,0065
58	Ж/д, ул.Комсомольская, 111	320,0	76,7	0,0119	27,89	76,7	15,02		
59	Ж/д, ул.Комсомольская, 127	160,0	59,9	0,0066	15,53	59,9	11,73		
60	Ж/д, ул.Комсомольская, 129	847,8	282,6	0,0219	51,42	71,3	13,96	37,46	0,0159
61	Ж/д, ул.Комсомольская, 131	294,0	104,6	0,0110	25,96	52,0	10,18		
62	Ж/д, ул.Комсомольская, 133	1085,6	271,4	0,0280	65,84	39,0	7,64	58,21	0,0248
63	Ж/д, ул.Комсомольская, 137	492,0	148,5	0,0183	42,97			42,97	0,0183
64	Ж/д, ул.Комсомольская, 138	125,0	61,3	0,0054	12,63	61,3	12,00		
65	Ж/д, ул.Комсомольская, 139	2233,2	558,3	0,0506	118,98	202,0	39,55	79,42	0,0338
66	Ж/д, ул.Комсомольская, 144	492,0	147,3	0,0168	39,58				
67	Ж/д, ул.Комсомольская, 148	180,0	66,7	0,0073	17,07			17,07	0,0073
68	Ж/д, ул.Комсомольская, 150	320,0	64,3	0,0118	27,85			27,85	0,0118
69	Ж/д, ул.Комсомольская, 156	250,0	108,0	0,0096	22,59			22,59	0,0096
70	Ж/д, ул.Карла-Маркса, 140	100,0	33,5	0,0044	10,35	33,5	6,56		
71	Ж/д, ул.Карла-Маркса, 120	125,0	128,4	0,0055	12,94			12,94	0,0055
72	Ж/д, ул.Карла-Маркса, 162	125,0	53,7	0,0055	12,94	53,7	10,51		
73	Ж/д, ул.Карла-Маркса, 158	1800,0	348,8	0,0470	110,40			110,40	0,0470
74	Ж/д, ул.Карла-Маркса, 160а	600,0	253,0	0,0199	46,70	253,0	49,54		
75	пер. М.Горького, 5	454,3	151,4	0,0200	47,04	151,4	29,64		
	Итого	166054,9	19327,1	3,5789	8329,21	1559,8	305,41	8318,36	3,5539

1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях для населения, проживающего в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Мордовия Приказом Республиканской службы по тарифам Республики Мордовия от 27 июня 2019 г. N 67 "О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и тарифной политики Республики Мордовия от 18 сентября 2012 г. N 80 "Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме для населения, проживающего на территории Республики Мордовия". В таблице 1.40 приводятся установленные нормативы потребления коммунальных услуг населением в части холодного и горячего водоснабжения.

Таблица 1.40 – Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях для населения, проживающего в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Мордовия

N п/п	Описание степени благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления коммунальной услуги в жилых помещениях, куб. метров на 1 человека в месяц		
		Горячее водоснабжение	Холодное водоснабжение	Водоотведение
1	2	3	4	5
1.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения, канализованные:			
1.1.	- с полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, туалет, ванна и душ);	3,19	4,93	8,12
1.2.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, ванной;	2,44	3,85	6,29
1.3.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, душевыми кабинами, с кухней;	3,19	4,93	8,12
1.4.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, без ванн и душа.	1,46	3,13	4,50
2.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения и канализации:			
2.1.	- оборудованные душем, без кухни на этаже;	1,70	1,95	3,65
2.2.	- оборудованные душем, с кухней на этаже;	2,80	2,68	5,48
2.3.	- оборудованные ванной без душа;	2,22	4,77	6,99
2.4.	- оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции;	3,19	4,48	7,67
2.5.	- не оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции.	2,04	2,71	4,75
3.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного водоснабжения и канализации.	-	2,74	2,74
4.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, с газовыми колонками или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные) и полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, ванна и душ).	-	6,99	6,99
5.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов неблагоустроенные:			

Продолжение табл. 1.40

1	2	3	4	5
5.1.	- с обеспечением из водоразборных колонок;	-	1,22	-
5.2.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, не-канализованные;	-	2,43	-
5.3.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, без ванны;	-	3,65	-
5.4.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), выгребными ямами, с ванной;	-	5,17	-
5.5.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), с ванной, туалет в доме, выгребная яма;	-	6,39	-
5.6.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, без газовой колонки, выгребными ямами, с ванной;	-	4,74	-
5.7.	- с централизованной системой холодного водоснабжения и канализацией, без ванны;	-	3,65	3,65
5.8.	- с централизованной системой холодного водоснабжения выгребными ямами, с местными нагревательными приборами на твердом топливе, оборудованные ванной.	-	5,47	-
5.9.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), раковиной и (или) мойкой кухонной, туалетом, без ванн	-	4,51	-
5.10.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), раковиной и (или) мойкой кухонной, туалетом, без ванн;	-	4,51	4,51
5.11.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, местными нагревательными приборами на твердом топливе, оборудованные ванной, туалетом, раковиной и (или) мойкой кухонной;	-	5,47	5,47
5.12.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, без водонагревателя, оборудованные ванной, раковиной и (или) кухонной мойкой;	-	3,18	3,18
5.13.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, без водонагревателя, с ванной, туалетом, раковиной и (или) кухонной мойкой;	-	4,74	4,74
5.14.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, раковиной;	-	2,81	2,81
5.15.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, раковиной;	-	2,81	-
5.16.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, быстродействующим электрическим водонагревателем (накопительные и проточные), канализацией, туалетом, раковиной и (или) мойкой кухонной;	-	3,77	3,77
5.17.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, быстродействующим электрическим водонагревателем (накопительные и проточные), туалетом, раковиной и (или) мойкой кухонной;	-	3,77	-
5.18.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, с быстродействующим электрическим водонагревателем (накопительные и проточные), раковиной, не канализованные;	-	2,58	-

Продолжение табл. 1.40

1	2	3	4	5
5.19.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, без водонагревателя, оборудованные ванной, раковиной и (или) кухонной мойкой.	-	3,18	-
6.	Многоквартирные дома с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией и внутридомовыми инженерными системами, предназначенными для производства и предоставления исполнителем коммунальной услуги по горячему водоснабжению (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) и полным набором сантехнического оборудования: мойка кухонная, раковина, туалет, ванна и (или) душ	3,19	4,93	8,12
7.	Многоквартирные дома с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребной ямой и внутридомовыми инженерными системами, предназначенными для производства и предоставления исполнителем коммунальной услуги по горячему водоснабжению и полным набором сантехнического оборудования (мойка, раковина, ванна и (или) душ).	3,19	4,93	-
8.	Общежития и многоквартирные дома коридорного, гостиничного и секционного типа, с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией и внутридомовыми инженерными системами, предназначенными для производства и предоставления исполнителем коммунальной услуги по горячему водоснабжению:			
8.1.	- не оборудованные ванной и (или) душем, с кухнями и туалетом в секции;	2,04	2,71	4,75
8.2.	- оборудованные ванной и (или) душем, мойкой кухонной, туалетом;	3,19	4,93	8,12
8.3.	- оборудованные ванной и (или) душем, кухня и туалет на этаже;	2,80	2,68	5,48
8.4.	- оборудованные ванной и (или) душем, кухонной раковиной и туалетом в секции.	2,22	4,77	6,99

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Ардатов до 2028 г.» на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям основных теплоисточников поселка, которыми являются котельная №1-МУП «Ардатовтеплосеть», №2-МУП «Ардатовтеплосеть» были разработаны тепловые балансы.

1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2010-2018 г.

В рамках работ по актуализации «Схеме теплоснабжения г.п. Ардатов до 2028 г.» был выполнен сравнительный анализ договорных тепловых нагрузок и фактического теплопотребления абонентов. На основании предоставленных данных о присоединённых фактических и договорных тепловых нагрузках, установленных, располагаемых мощностях, потерях в сетях и собственных нуждах теплоисточников были составлены тепловые балансы по каждой котельной, представленные в таблицах 1.41-1.42.

Таблица 1.41 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть», Гкал/ч

Зона действия котельная №1	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:								
Отопление	3,8277	3,8277	3,8046	3,6812	3,6849	3,7127	3,7219	3,6228
Горячее водоснабжение	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	3,8277	3,8277	3,8046	3,6812	3,6812	3,7127	3,7219	3,6228

Таблица 1.42 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть», Гкал/ч

Зона действия котельная №2	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:								
Отопление	3,3208	3,3208	3,3025	3,4745	3,4745	3,4745	3,7951	3,5539
Горячее водоснабжение	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	3,3208	3,3208	3,3208	3,4745	3,4745	3,4745	3,7951	3,5539

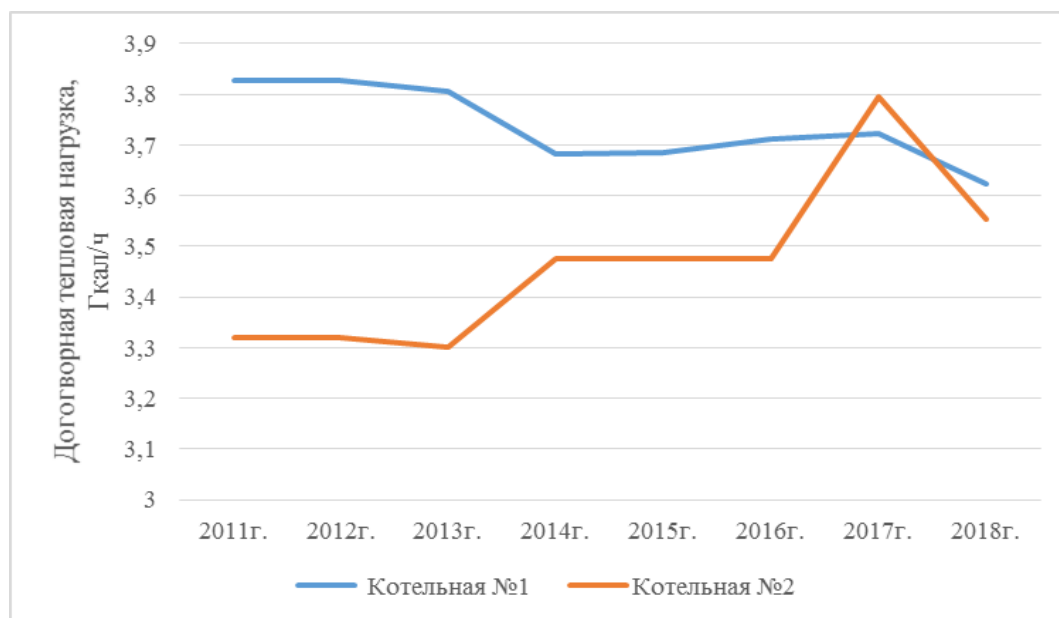


Рисунок 1.8-Динамика договорной нагрузки по основным источникам теплоснабжения

За базовый баланс для составления перспективных тепловых балансов источников принимается баланс, составленный на базе фактических тепловых нагрузок.

Из анализа баланса присоединенной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует: суммарная присоединенная тепловая мощность основных теплоснабжающих организаций поселка в горячей воде в 2018 г. составляет 7,1767 Гкал/ч.

1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным

В рамках работ по актуализации «Схеме теплоснабжения г.п. Ардатов до 2027г.» на основании предоставленных данных о присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведенный в таблице 1.43.

Таблица 1.43 - Тепловой баланс котельных по состоянию на конец 2018 г.

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	5,44	3,623	0,026	0,372	1,42
2	Котельная №2	7,65	3,554	0,022	0,381	3,69
	Итого	13,09	7,18	0,05	0,75	5,11

Анализ таблицы 1.43 показывает, что:

- суммарная располагаемая тепловая мощность котельных поселка составляет 13,09 Гкал/ч;
- суммарная присоединённая нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельных г.п. Ардатов, по состоянию на конец 2018 г. составляет 7,18 Гкал/ч;

- вся нагрузка распределена почти равномерно между обоими котельными №1 и №2.

По состоянию на 01.12.2018 года в целом по котельным поселка имеется значительный резерв тепловой мощности в размере 5,11 Гкал/ч, при этом доля свободных резервных тепловых мощностей распределяется равномерно между котельной №1 и котельной №2 и составляет 1,42 и 3,69 Гкал/ч соответственно.

1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения г.п. Ардатов спроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Ежегодно по каждой котельной разрабатываются температурные графики отпуска тепла от источников СЦТ. Графики согласовываются в поселковой администрации.

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Анализ режима отпуска и потребления тепловой энергии производился на основании:

- замерах портативными приборами;
- показаний приборов учета расположенных на некоторых объектах г.п. Ардатов.

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 Котельная №1 МУП «Ардатовтеплосеть»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №1 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Ардатов. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 установлено химводоподготовительное оборудование марки ФиПа -1-1,5-0,6Н в количестве трех штук введенное в эксплуатацию в 1988г.

1.7.2 Котельная №2 МУП «Ардатовтеплосеть»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №1 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Ардатов. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 установлено химводоподготовительное оборудование марки ФиПа -1-1,5-0,6Н в количестве четырех штук введенное в эксплуатацию в 1994г.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Топливный баланс котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть»

Основным видом топлива для котельной №1 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм³ – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной №1 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 приведено в табл.1.44.

Таблица 1.44 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 МУП «Ардатовтеплосеть»

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный год (базовый)	
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2018г.
1.	Приход*				
1.1.	Газ природный, т.у.т.	1649,722	1679,323	1541,903	1648,72
1.2.	Нефтепродукто, т.у.т.	-	-	-	-
	Итого суммарный приход, т.у.т.	1649,722	1649,722	1541,903	1648,72
2	Расход				
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	1649,722	1679,323	1541,903	1648,72
	в собственной котельной	1649,722	1679,323	1541,903	1648,72
	Итого суммарный расход	1649,722	1679,323	1541,903	1648,72

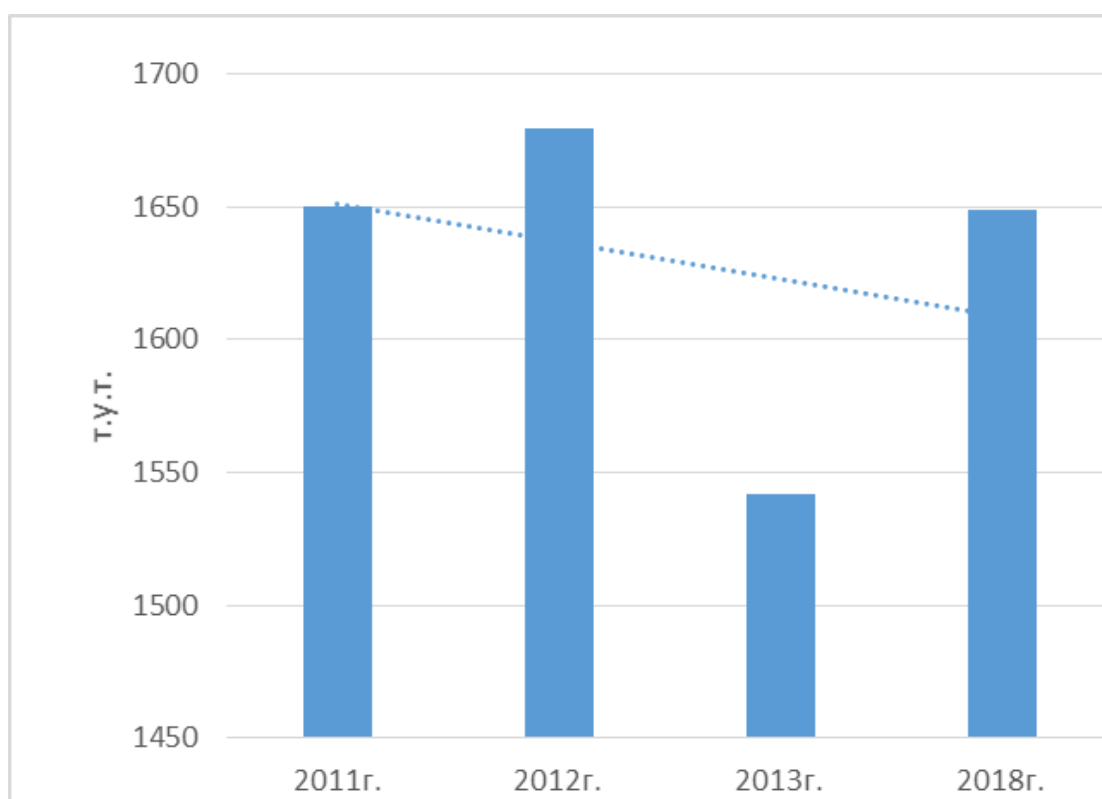


Рисунок 1.9 – Потребление газа котельной №1

1.8.2 Топливный баланс котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть»

Основным видом топлива для котельной №2 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм³ – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной №2 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 приведено в табл.1.45.

Таблица 1.45 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 МУП «Ардатовтеплосеть»

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный год (базовый)	
		2011 г.	2012 г.	2013г.	2018г.
1.	Приход*				
1.1.	Газ природный, т.у.т	1549,065	1575,062	1430,881	1561,801
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	1549,065	1575,062	1430,881	1561,801
2	Расход				
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	1549,065	1575,062	1430,881	1561,801
	в собственной котельной	1549,065	1575,062	1430,881	1561,801
	Итого суммарный расход	1549,065	1575,062	1430,881	1561,801

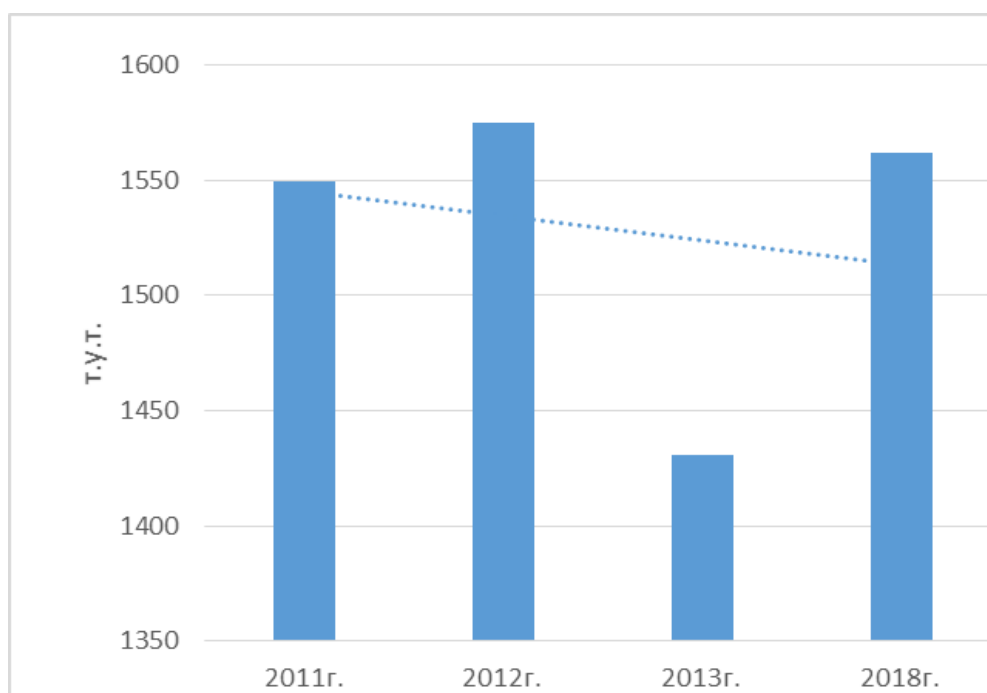


Рисунок 1.10 – Потребление газа котельной №2

1.8.7 Топливный баланс котельных г.п. Ардатов

Основным топливом для котлоагрегатов котельной является газ. Ни на одной из котельных не имеется резервное топливо. Топливопотребление в 2018 году по двум котельным составило 2585,029 тыс.м3 газа, наибольшее потребление составило по котельной №1 – 1419,756 тыс.м3 газа и по котельной №2 – 1344,909 тыс.м3. Потребление газа в разрезе по котельным за 2013г. приведено в табл.1.46 и на рис.1.11.

Таблица 1.46 – Объем потребленных ресурсов (газ) по всем котельным г.п. Ардатов за 2018г.

Наименование	Вид топлива	Фактическое потребление газа, тыс.м3
Котельная №1	газ	1419,756
Котельная №2	газ	1344,909
Всего		2764,665

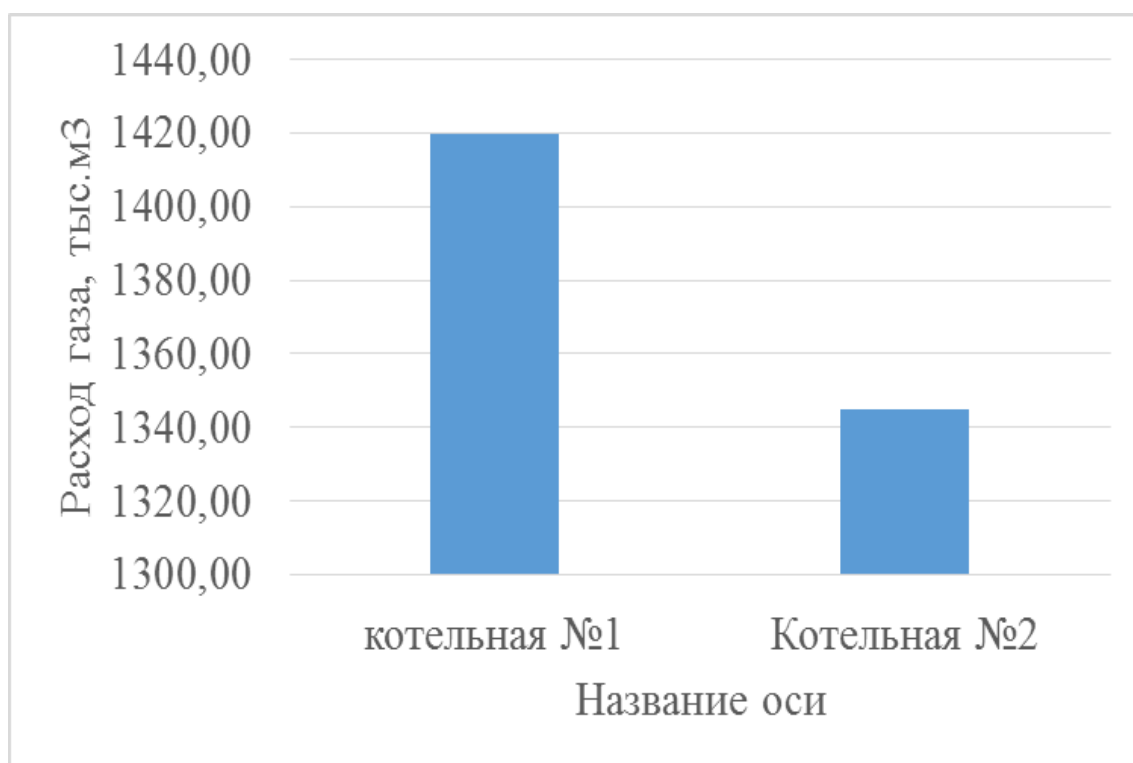


Рисунок 1.11- Потребление газа котельными за 2018г.

1.9 Технико-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Ардатов

1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным МУП «Ардатовтеплосеть»

В настоящее время МУП «Ардатовтеплосеть» по договору аренды от 01 апреля 2009 г. эксплуатирует энергетические объекты МУП «Ардатовэлектротеплосеть». Значения нормативов за 2010-2018 год включенных в тариф приведены в табл.1.47.

Таблица 1.47 – Удельные расходы топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденные в тарифе для МУП «Ардатовтеплосеть»

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016г.	2017г.	2018г.
	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе	Принято в тарифе
Удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, кг.у.т./Гкал	173,22	173,00	173,30	173,23	172,585	174,353	174,448	166,490

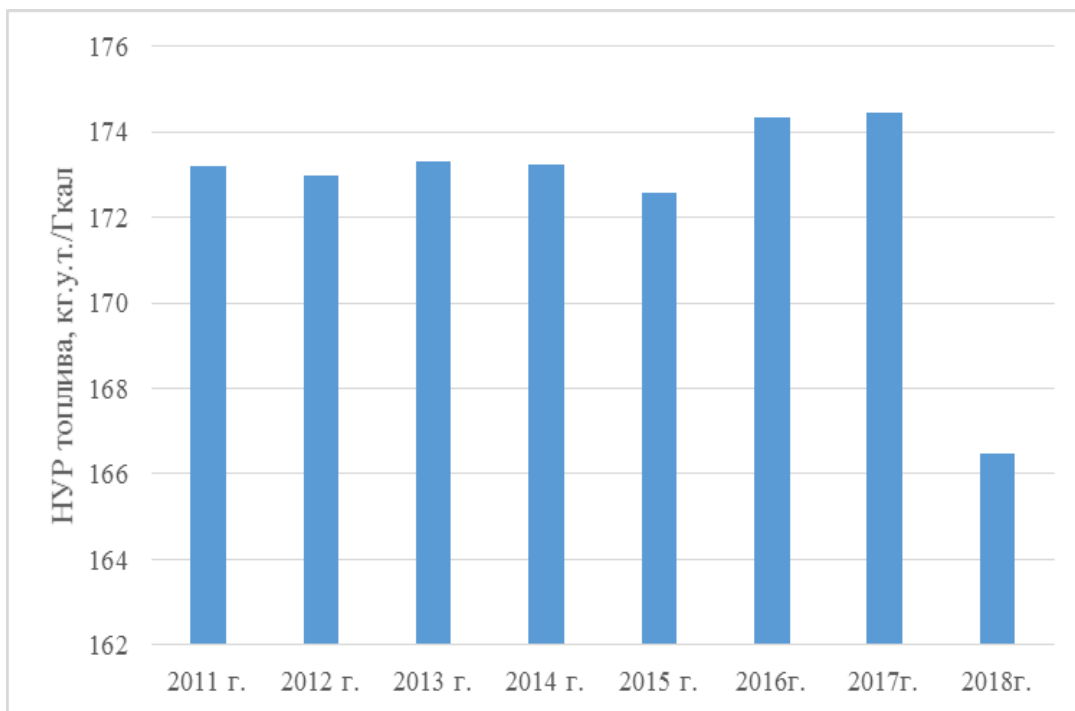


Рисунок 1.12 – Динамика удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденного в тарифе для МУП «Ардатовтеплосеть»

1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной МУП «Ардатовтеплосеть»

В таблице 1.48 представлены данные по фактическому отпуску тепловой энергии от котельных МУП «Ардатовтеплосеть» за 2011-2018 г.г. расположенных в г.п. Ардатов.

Таблица 1.48 – Отпуск тепловой энергии от котельных МУП «Ардатовтеплосеть»

Наименование котельной	По годам, тыс. Гкал							
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
СЦТ от котельной №1	9503,7	9174,55	8649,48	8894,69	8878,16	8919,04	8832,01	9185,55
СЦТ от котельной №2	9058,0	8976,12	8814,60	9396,72	8893,52	8896,22	8323,89	9125,18

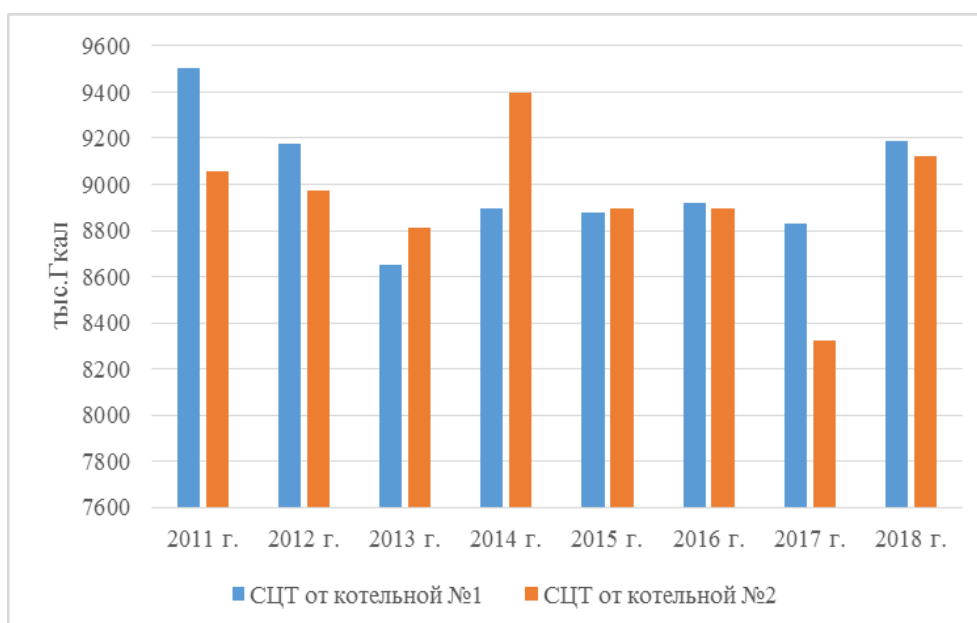


Рисунок 1.13 – Динамика отпуск тепловой энергии в сеть котельных МУП «Ардатовтеплосеть»

1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным МУП «Ардатовтеплосеть»

Анализ данных по отпуску тепловой энергии, собственным нуждам и удельного расхода топлива по МУП «Ардатовтеплосеть» на базовый 2018 г. приведен в табл. 1.49, а также на рис.1.14 и рис.1.15.

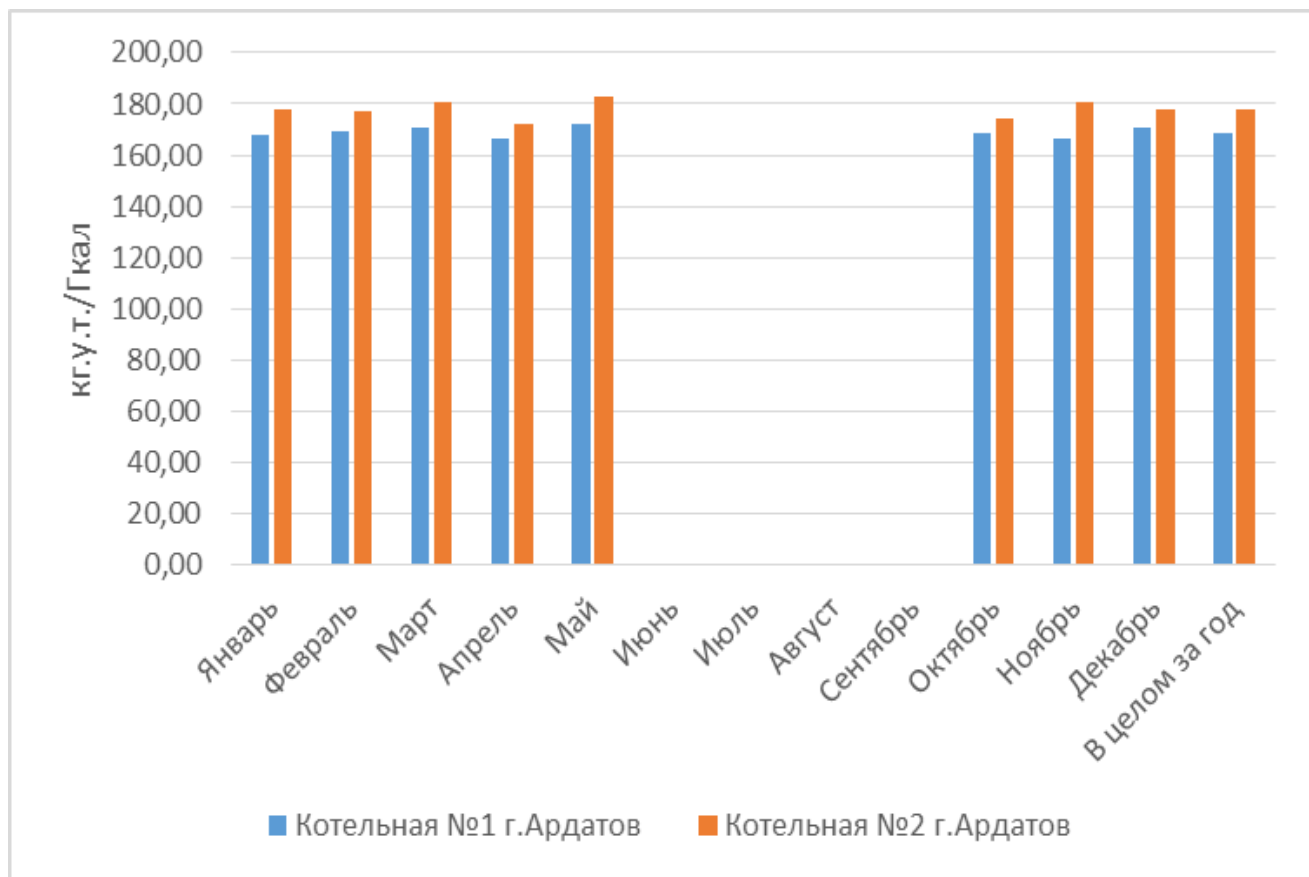


Рисунок 1.14-Динамика нормативного удельного расход топлива по МУП «Ардатовтеплосеть»

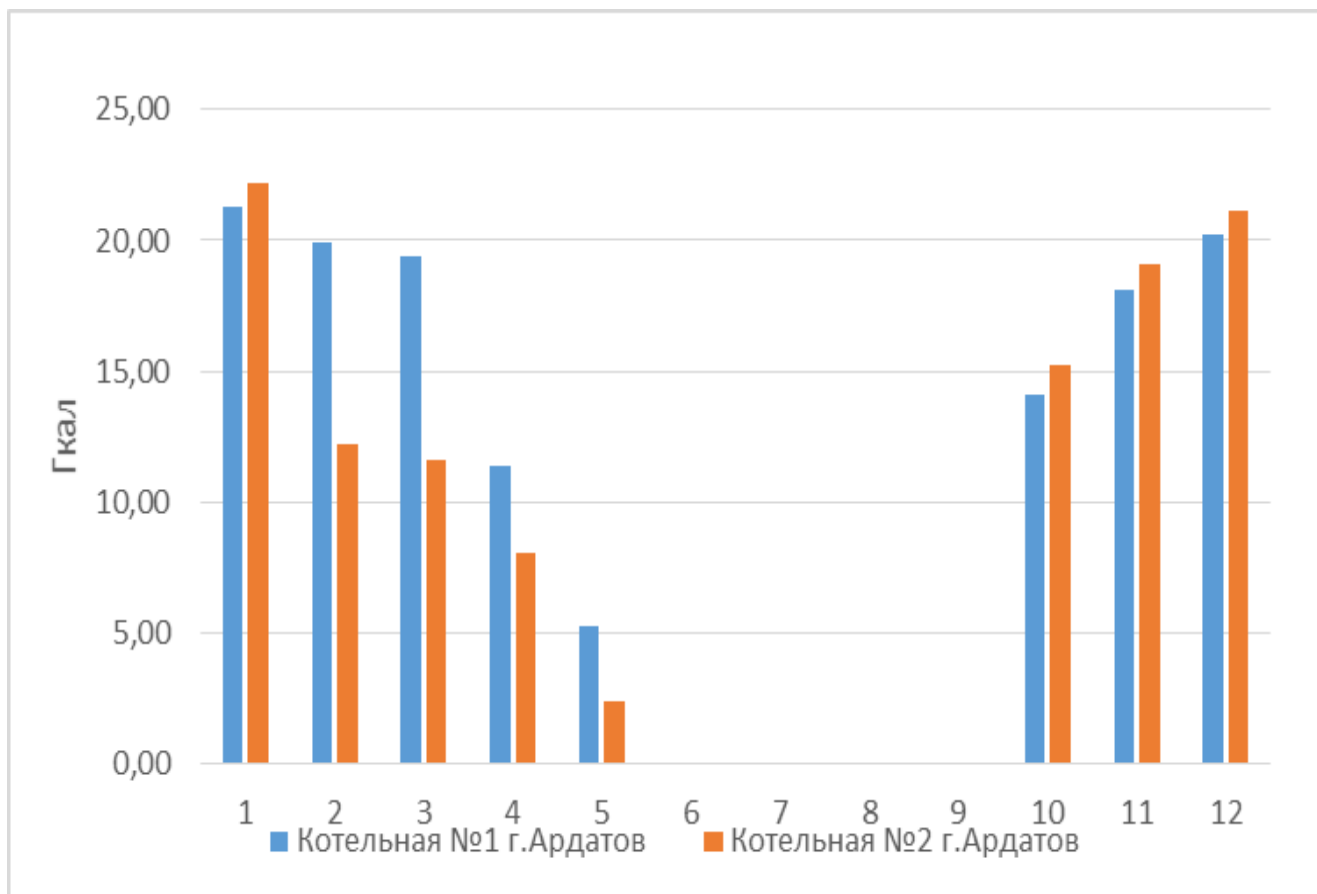


Рисунок 1.15-Динамика расхода тепловой энергии на собственные нужды по МУП «Ардатовтеплосеть»

Таблица 1.49 – Сводная таблица результатов расчетов НУР топлива на отпущенное тепло на каждый месяц 2018г. и в целом за год по котельным МУП “Ардатовтеплосеть”

Наименование котельной														Собственные нужды	
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	В целом за год	Гкал	%
Котельная №1 г.Ардатов															
Отпуск тепла, Гкал	1798,66	1593,34	1427,18	775,51	138,90	0,00	0,00	0,00	0,00	646,80	1215,94	1589,22	9185,55	129,78	1,39
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	167,79	169,40	171,08	166,71	171,89	0,00	0,00	0,00	0,00	168,58	166,10	170,94	168,93		
Котельная №2 г.Ардатов															
отпуск тепла, Гкал	1811,01	1604,13	1435,88	778,54	63,23	0,00	0,00	0,00	0,00	608,33	1224,05	1600,01	9125,18	111,84	1,21
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	178,06	177,14	180,60	171,88	183,20	0,00	0,00	0,00	0,00	174,63	181,06	177,63	177,90		
ЭСО в целом															
отпуск тепла, Гкал	3609,66	3197,47	2863,06	1554,06	202,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1255,14	2439,98	3189,23	18310,72		
нормативный удельный рас- ход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	172,94	173,29	175,86	169,30	175,43	0,00	0,00	0,00	0,00	171,51	173,60	174,30	173,40	241,61	1,30

1.10 Тарифы в системе теплоснабжения

1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 1.50 и на рисунке 1.16 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных Министерством энергетики и тарифной политики Республика Мордовия.

Таблица 1.50 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей г.п. Ардатов

Наименование теплоснабжающей организации	с 01.01.2012г. по 01.06.2012г.	с 01.07.2012г. по 01.08.2012г.	с 01.09.2012г. по 31.12.2012г.	с 01.01.2013г. по 01.06.2013г.	с 01.07.2013г. по 31.12.2013г.	с 01.01.2014г. по 01.06.2014г.	с 01.07.2014г. по 31.12.2014г.	с 01.01.2015г. по 30.06.2015г.	с 01.07.2015г. по 31.12.2015г.	с 01.01.2016г. по 30.06.2016г.	с 01.07.2016г. по 31.12.2016г.	с 01.01.2017г. по 30.06.2017г.	с 01.07.2017г. по 31.12.2017г.
МУП "Атюрьевоэлектротеплосеть"	1478,42	1567,13	1651,76	1651,76	1854,97	1854,90	1933,20	1933,23	2071,65	2071,65	2216,66	2216,66	2276,69

Динамика тарифа на производство и передачу тепловой энергии, установленного Министерством энергетики Республики Мордовия для МУП «Ардатовтеплосеть», приведена на рисунке 1.16 соответственно.

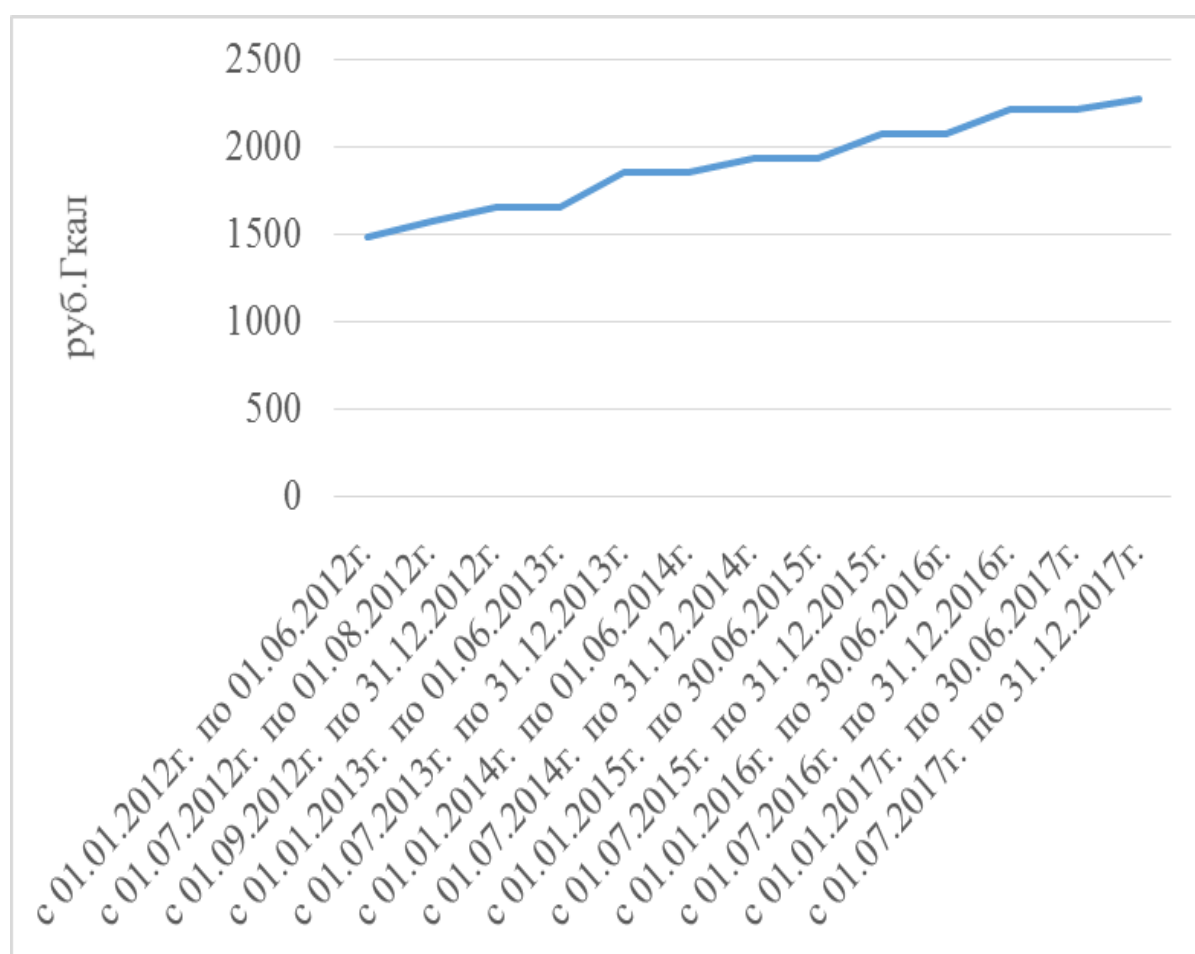


Рисунок 1.16 – Динамика тарифов на тепловую энергию для МУП «Ардатовтеплосеть» за период 2012-2017 г.

2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории городского поселения Ардатов Ардатовского муниципального района Республики Мордовия на период до 2028 г. определялся на основе утвержденного генерального плана и планам территориального развития. Следует отметить, что в «Схеме теплоснабжения...» принят оптимистический сценарий развития городского поселения.

2.2 Прогноз перспективной застройки

Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов были определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода.

Из представленных администрацией городского поселения Ардатов данных по планируемым строительством объектов жилищного фонда, административно-бытовым зданиям и т.д. и подключаемых к системам централизованного теплоснабжения видно, что в период с 2019 по 2023 г.г. ввод в эксплуатацию детского сада, в период с 2024 по 2028 г.г. планируется строительство бассейна.

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	Базовый год 2013 г.	Базовый год 2018 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, м ²	26403,93	23736,73	23736,73	23736,73

Таблица 2.2 – Перспективный спрос на тепловую мощность (на отопительные цели), Гкал/ч

Наименование	Базовый год 2013 г.	Базовый год 2018 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, Гкал/ч	2,9530	2,7191	2,7191	2,7191
Административно-бытовые здания, Гкал/ч	0,8084	1,0453	1,0453	1,1343
Общеобразовательные школы и детские дошкольные учреждения, Гкал/ч	2,5134	2,5281	2,8440	2,8440
Объекты здравоохранения, Гкал/ч	0,8323	0,8842	0,8842	0,8842

Таблица 2.3 - Прогноз перспективной застройки и тепловой нагрузки на период до 2028 г.

№ пл.	Наименование объекта	Ориентировочный срок ввода	Характеристика здания		Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал/год
			объем здания, м ³	площадь здания, м ²	Отопление (вентиляция)	ГВС	
1	Детский сад	2020-2021	25015,5	4056,41	0,3159	0,071	960,61
2	Бассейн	2024-2026	12205	1828	0,089	0,4430	1628,3
Всего			37220,5	5884,41	0,4049	0,514	2588,91

Таблица 2.4 – Прогноз перспективной тепловой нагрузки (роста тепловой нагрузки существующих объектов) на период до 2028 г

Наименование объекта	Ориентировочный срок ввода	Тепловая нагрузка на здание, Гкал/ч	Теплопотребление, Гкал/год
МДОУ д/с "Теремок"	2021	0,110	286,0

3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов

3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Ардатов на базе информационно-графической системы «Zulu» (далее по тексту - электронная модель) разрабатывалась в целях: повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города; разработка мер для повышения надежности системы теплоснабжения;

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач: создания электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения г.п. Ардатов, привязанных к карте поселка; сведения балансов тепловой энергии; оптимизация гидравлических режимов, определение оптимальных диаметров проектируемых и реконструируемых тепловых сетей.

3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU»

3.2.1 Общие положения

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Ардатов разработана в составе основных модулей:

- ГИС «Zulu 7.0» («Зулу 7.0»);
- ГИС «ZuluServer 7.0» («ЗулуСервер 7.0»);
- программно-расчетный комплекс «ZuluThermo» («ЗулуТермо»).

Электронная модель разработана на базе геоинформационной системы Zulu 7.0. Для выполнения работ также была использована сетевая версия («ZuluServer»). Непосредственно для создания модели системы теплоснабжения использован программно-расчетный комплекс «ZuluThermo». Подробное описание основных функций программного комплекса приводится в Инструкции пользователя ГИС «ZuluThermo» и ГИС «Zulu 7.0» (прил. электр. форм.).

3.2.2 ГИС «Zulu»

ГИС «Zulu» представляет собой функциональную платформу и пользовательскую среду, включающую в себя:

- ГИС-компоненту с многооконным интерфейсом, послойным представлением объектов и полным набором функций, присущих ГИС и обеспечивающих топологически корректный ввод, корректировку, визуализацию и обработку данных;
- многокритериальный информационно-поисковый функционал;
- инструментарий для графического, топологического и семантического описания сетей инженерных коммуникаций, представляющего собой единую информационно-аналитическую модель;
- специальным образом сконфигурированную многопользовательскую базу данных открытого формата, содержащую всю информацию, необходимую для функционирования комплекса - от графических данных до паспортов оборудования сетей;
- аналитический инструментарий, включающий в себя как графические (раскраски, выделения, подписи), так и табличные (справки, запросы, отчеты, документы) методы анализа данных;
- инструментарий для каталогизации «внешних» документов и мультимедийных данных (фотоизображения, видеофрагменты, документы Office и т.п.) с привязкой их к конкретным объектам сетей;
- средства для межсистемного обмена графической информацией со сторонними ГИС с использованием стандартных обменных форматов.

Система предоставляет широкие возможности:

- Создавать карты местности в различных географических системах координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без;

- Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора;
- Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service);
- С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения;
- При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя;
- Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.);
- Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC;
- Отображать объекты слоя в формате псевдо-3D позволяющем визуализироваться относительные высоты объектов (например, высоты зданий);
- Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем тепло-, водо-, паро-, газоснабжения и режимов их функционирования;
- Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;
- Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;
- Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск связанных объектов, поиск колец);
- Решать транспортные задачи с учетом правил дорожного движения;
- Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом и отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте));
- Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров;
- Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»

Программно-расчетный комплекс включает в себя полный набор функциональных компонент и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью манипулятора-мыши или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель.

3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температу-

ра внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

3.2.3.6 Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

3.2.3.7 Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся: линия давления в подающем трубопроводе; линия давления в обратном трубопроводе; линия поверхности земли; линия потерь напора на шайбе; высота здания; линия вскипания; линия статического напора, цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Построению пьезометрического графика предшествует выбор искомого пути. Для этой цели на схеме тепловой сети отмечаются не менее двух узлов, через которые должен пройти выбранный путь. В общем случае, с учетом закольцованности тепловых сетей, может существовать более одного пути, соединяющего заданные точки. В этом случае для однозначного определения результата можно указать промежуточные точки, либо изменить критерий поиска пути (это может быть минимизация количества участков, минимизация гидравлического сопротивления либо минимизация суммарной длины, поиск по линиям подающей или обратной магистрали). Путь строится программой автоматически, найденный путь "подсвечивается" на экране цветом выделения.

После выбора требуемого пути одним кликом мыши строится пьезометрический график. Состав отображаемой на нем информации, легенда и масштаб представления легко настраиваются пользователем в удобном для него виде. График может быть при необходимости распечатан либо экспортирован в другие приложения через буфер обмена Windows.

Пьезометрический график является незаменимым инструментом при калибровке гидравлической модели тепловой сети, поскольку графическая интерпретация гидравлического режима позволяет одновременно качественно и количественно оценить поправки, которые необходимо внести в расчетную модель, чтобы она наиболее адекватно повторяла "гидравлическое поведение" реальной тепловой сети в эксплуатации.

3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов

Графическая база данных по векторным слоям представляет собой семейство двоичных файлов, находящихся в одном каталоге и имеющих одно имя и разные расширения.

Для каждого векторного графического слоя обязательно должны существовать файлы с расширением B00 и B01, содержащие метрическую информацию об объектах слоя.

Хранение семантической информации в системе «Zulu» осуществляется в соответствии с реляционной моделью данных. Вся семантическая информация содержится в таблицах. База данных представляет собой группу таблиц, между которыми установлены связи. Это означает, что одной записи в какой-либо из таблиц реляционной базы данных может соответствовать одна или несколько записей другой таблицы этой базы данных, в зависимости от типа связи между этими двумя таблицами.

Описание набора таблиц и связей между ними определяет структуру базы данных. Изменяя структуру, можно получать различные базы данных как из разных, так и из одних и тех же исходных таблиц. Каждая структура базы данных «Zulu» хранится в отдельном файле описания с расширением ZB (Zulu Base). Подключая к графическому слою ту или иную структуру базы данных, пользователь тем самым подключает к слою текущие правила выполнения запросов к семантической базе.

Это дает возможность иметь для одного графического слоя и для каждого типа несколько баз данных с различной структурой, подключая их попеременно, в зависимости от решаемой пользователем задачи.

Существует, однако, одно принципиальное ограничение, касающееся структуры базы данных, подключаемой к графическому слою. Привязать семантическую базу данных к графическому слою означает задать соответствие между объектами из графического слоя и записями из семантической базы данных. Исходя из этого, одна из связей в базе не является связью «таблица-таблица», а является связью «слой-таблица». Поле связи с графическим слоем – это поле базовой таблицы (обязательно числовое), значения которого соответствуют значениям ключей объектов слоя. Таким образом, из всех таблиц, входящих в состав семантической базы данных, только одна (базовая) таблица имеет непосредственную связь со слоем.

«Zulu» поддерживает работу с реляционными базами данных, используя сервис Borland Database Engine (BDE) компании Inprise. Основным объектом, с которым оперирует BDE, является база данных. Это может быть действительная база данных, например, Microsoft SQL Server или база данных Microsoft Access, а может быть совокупность таблиц Paradox или dBase. Система Zulu также оперирует понятием база данных, однако, здесь под этим термином подразумевается совокупность таблиц и связей между ними, объединенных для выполнения запроса к реальной базе данных с целью получить заданный пользователем срез информации. База данных Zulu задается файлом-описателем базы данных, имеющим расширение ZB и именуемым в дальнейшем zb-файлом.

Описатель базы данных Zulu хранит следующую информацию: список таблиц, участвующих в запросе; список таблиц-справочников; набор запросов, задающих правила выборки данных из таблиц; набор сменных форм для отображения разного представления информации.

3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п Ардатов

3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения

На этапе описания объектов системы теплоснабжения г.п. Ардатов было проведено информационно-графическое описание существующих объектов системы.

В состав плана города входят следующие слои: улицы; дома; городская черта; границы кварталов; названия улиц; подписи районов; границы водных объектов.

В качестве исходного материала для позиционирования объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, потребители) на карте города были использованы схемы тепловых сетей теплоисточников.

В электронной модели тепловая сеть состоит из узлов и ветвей, связывающих эти узлы. К узлам относятся следующие объекты: источники, насосные станции, тепловые камеры, задвижки, потребители и т.д. Ряд элементов, такие как тепловые камеры, потребители и т.д., допускают дальнейшую классификацию.

Параллельно данному этапу проводился этап информационного описания объектов системы теплоснабжения: источники тепловой энергии, потребители, участки тепловых сетей.

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных по нагрузкам потребителей, а также информация по участкам тепловых сетей, источникам, потребителям.

В существующей базе данных электронной модели описаны следующие паспортные характеристики по приведенным ниже типам объектов системы теплоснабжения. Состав информации по каждому типу объектов носит как справочный характер (например: материал камеры, балансовая принадлежность и т.д.), так и необходим для функционирования расчетной модели. Полнота заполнения базы данных по параметрам зависела от наличия исходных данных.

Таким образом, в результате выполнения данного этапа работ была создана карта города, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к карте, сформирована база данных по объектам.

Общий вид разработанной электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов представлен на рисунке 3.1.

3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения

На данном этапе была описана топологическая связность объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые камеры, участки тепловых сетей, потребители). Описание топологической связности представляет собой описание гидравлической структуры узлов системы. В результате выполнения данного этапа работ была создана гидравлическая модель системы теплоснабжения, отражающая существующее положение системы теплоснабжения города.

3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели

В рамках данного этапа была выполнена отладка работы расчетных математических модулей путем выявления ошибок в исходных данных.

На этапе отладки электронной модели был проведен анализ полноты внесенных исходных данных. Инструментарием для анализа и выявления ошибок во введенных исходных данных являются сгенерированные отчеты об объектах из созданной базы данных.

В дальнейшем разработанная электронная модель была использована в качестве основного инструментария для разработки сценариев развития системы теплоснабжения г.п. Ардатов.

3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города

Моделирование перспективных вариантов развития системы теплоснабжения (строительство новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии, перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей и т.д.) осуществляется через механизм создания и администрирования специальных "модельных" баз - наборов данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых можно производить любые манипуляции без риска исказить или повредить контрольную базу.

В электронной модели системы теплоснабжения представлены следующие слои баз данных для различных расчетных периодов:

- Существующее состояние системы теплоснабжения на 2013 г., 2018 г.;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2019-2023 г.г. с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2024-2028 г.г. с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

В расчетных слоях созданы перспективные потребители тепла по перспективным строительным площадкам.

Результаты гидравлических расчетов представлены в табл. 3.1, 3.2.

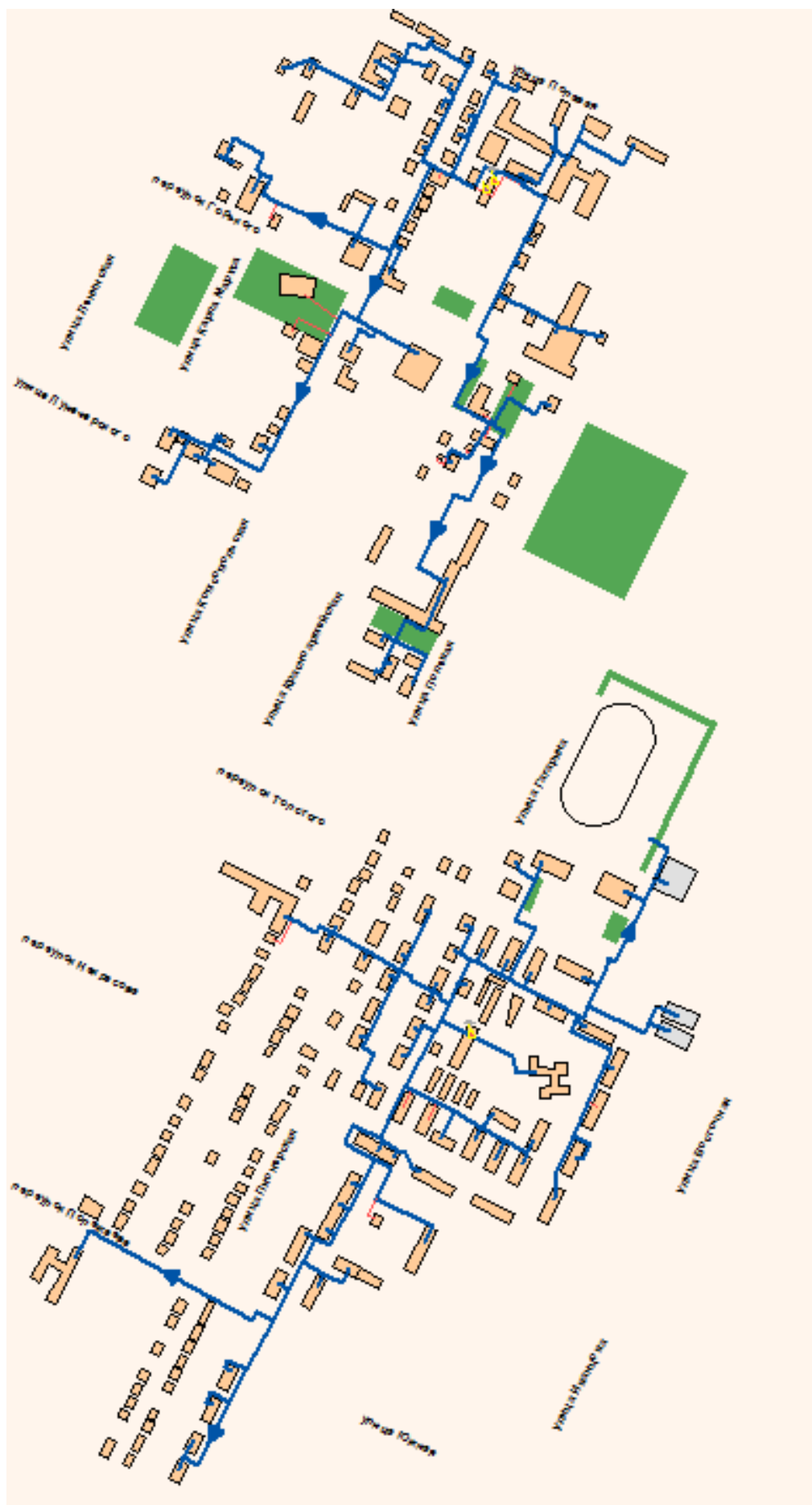


Рисунок 3.1 - Общий вид рабочего экрана электронной модели системы теплоснабжения г.п. Ардатов

Таблица 3.1 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №1 развития тепловых сетей на период 2019-2028 г.г.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1	Д/с "Теремок"	110	0,070	Надземная	9,04	1,43	12,20	0,67
Котельная №1	ТУ1	37	0,250	Надземная	191,29	0,44	6,82	1,11
ТУ1	ТУ2	20	0,250	Надземная	111,39	0,08	2,32	0,65
ТУ2	ТУ3	25	0,250	Надземная	86,76	0,05	1,41	0,50
ТУ3	ТУ4	35	0,200	Надземная	85,45	0,20	4,40	0,78
ТУ4	ТУ5	18	0,200	Надземная	82,73	0,14	4,13	0,75
ТУ5	ТУ6	24	0,200	Надземная	80,70	0,12	3,93	0,73
ТУ6	ТУ7	21	0,200	Надземная	79,73	0,11	3,83	0,72
ТУ7	ТУ8	11	0,200	Надземная	68,27	0,05	2,82	0,62
ТУ1	ТУ27	22	0,200	Надземная	79,90	0,12	3,85	0,73
ТУ27а	ТУ27б	42	0,050	Надземная	1,79	0,12	2,83	0,26
ТУ27а	Ж/дом №11 (1 мкр.)	5	0,040	Надземная	1,55	0,04	6,79	0,35
ТУ27б	Ж/дом №12 (1 мкр.)	5	0,040	Надземная	1,79	0,06	9,06	0,41
ТУ17	Ж/дом №10 (1 мкр.)	15	0,040	Надземная	0,48	0,01	0,67	0,11
ТУ3	Ж/дом №36 (1 мкр.)	2	0,050	Надземная	1,31	0,01	1,53	0,19
ТУ4	т.4	29	0,050	Надземная	2,72	0,22	6,52	0,40
т.4	Ж/дом №7 (1 мкр.)	40	0,050	Надземная	1,34	0,07	1,60	0,19
т.4	Ж/дом №8 (1 мкр.)	3	0,040	Надземная	1,38	0,02	5,46	0,31
ТУ5	Ж/дом №35 (1 мкр.)	5	0,050	Надземная	2,04	0,03	3,67	0,30
ТУ6	Ж/дом №34 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	0,96	0,01	0,84	0,14
ТУ7	ТУ16	146	0,070	Подземная бесканальная	11,46	3,09	19,59	0,85
ТУ16	Кофе "Колобок" (ООО Пищевик)	70	0,050	Подземная бесканальная	1,29	0,11	1,49	0,19
ТУ16	МБУ Ардатовская ДЮСШ	30	0,063	Подземная бесканальная	10,17	0,87	26,80	0,93
ТУ8	Ж/дом №33 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	2,04	0,04	3,69	0,30
ТУ8	ТУ9	40	0,200	Надземная	66,23	0,12	2,65	0,60

Продолжение табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ9	Ж/дом №31 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	2,34	0,06	4,81	0,34
ТУ9	ТУ10	40	0,200	Надземная	63,89	0,12	2,47	0,58
ТУ10	ТУ10а	12	0,150	Подземная канальная	52,99	0,13	7,66	0,85
ТУ10'	Ж/дом №32 (1 мкр.)	6	0,050	Надземная	1,76	0,02	2,75	0,26
ТУ10	ТУ12	17	0,100	Подземная бесканальная	10,90	0,05	2,75	0,40
ТУ12	Ж/дом №30 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	2,75	0,08	6,64	0,40
ТУ12	ТУ13	80	0,100	Подземная бесканальная	8,15	0,13	1,55	0,30
ТУ13	Ж/дом №28 (1 мкр.)	15	0,050	Надземная	3,11	0,14	8,47	0,45
ТУ13	ТУ14	59	0,080	Подземная бесканальная	5,05	0,12	1,91	0,29
ТУ14	ТУ15	45	0,070	Подземная бесканальная	5,05	0,18	3,83	0,37
ТУ15	Ж/дом №26а (1 мкр.)	50	0,050	Подземная бесканальная	2,86	0,38	7,17	0,41
ТУ15	т.3	60	0,050	Подземная бесканальная	2,19	0,26	4,24	0,32
т.3	Ж/дом №23 (1 мкр.)	50	0,050	Подземная бесканальная	2,19	0,23	4,24	0,32
ТУ18	ТУ22	19	0,050	Подземная бесканальная	3,14	0,18	8,65	0,46
ТУ22	Ж/дом №6 (1 мкр.)	60	0,050	Подземная бесканальная	1,83	0,18	2,97	0,27
ТУ22	Ж/дом №5 (1 мкр.)	9	0,040	Надземная	1,31	0,05	4,89	0,30
ТУ18	ТУ23	20	0,070	Подземная бесканальная	6,01	0,12	5,42	0,45
ТУ23	Ж/дом №4 (1 мкр.)	10	0,040	Надземная	1,29	0,05	4,73	0,29
ТУ23	ТУ24	16	0,070	Подземная бесканальная	4,72	0,06	3,36	0,35
ТУ24	ТУ25	62	0,050	Подземная бесканальная	4,72	1,23	19,46	0,69
ТУ25	Ж/дом №2 (1 мкр.)	10	0,050	Надземная	1,69	0,03	2,53	0,25
ТУ25	ТУ26	54	0,050	Подземная бесканальная	3,03	0,46	8,07	0,44

Продолжение табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ26	Ж/дом №13 (1 мкр.)	65	0,050	Надземная	3,03	0,57	8,07	0,44
ТУ19	Ж/дом, ул. Пионерская, 61а	10	0,050	Надземная	0,30	0,00	0,09	0,04
ТУ19	ТУ20	40	0,100	Надземная	13,41	0,18	4,14	0,49
ТУ20	Ж/дом, ул. Полевая, 74	10	0,050	Надземная	0,20	0,00	0,03	0,03
ТУ21	ГУ Спец.школа	10	0,100	Подземная бес- канальная	12,89	0,07	3,83	0,47
ТУ27	ТУ28	96	0,200	Надземная	76,56	0,36	3,54	0,69
ТУ28	ТУ44	16	0,100	Надземная	12,58	0,07	3,65	0,46
ТУ44	ТУ45	24	0,100	Надземная	12,57	0,10	3,65	0,46
ТУ47	Ж/дом №17 (1 мкр.)	30	0,040	Надземная	2,39	0,51	16,18	0,54
ТУ47	ТУ48	11	0,070	Подземная бес- канальная	4,66	0,04	3,28	0,35
ТУ48	Ж/дом №19 (1 мкр.)	4	0,050	Надземная	1,75	0,02	2,72	0,25
ТУ48	ТУ49	34	0,070	Подземная бес- канальная	2,91	0,05	1,29	0,22
ТУ49	Ж/дом №25 (1 мкр.)	8	0,050	Надземная	1,96	0,03	3,40	0,28
ТУ47	Ж/дом №18 (1 мкр.)	16	0,050	Надземная	2,39	0,09	5,04	0,35
ТУ42	ТУ43	25	0,050	Подземная бес- канальная	3,84	0,36	12,92	0,56
ТУ43	Ж/дом №42 (1 мкр.)	5	0,050	Подземная бес- канальная	3,84	0,08	12,92	0,56
т.17	ТУ30	93	0,200	Надземная	55,07	0,23	1,84	0,50
ТУ30	ТУ31	50	0,150	Надземная	55,07	0,45	8,27	0,89
ТУ31	ТУ41	57	0,080	Надземная	9,02	0,38	6,05	0,51
ТУ41	Ж/дом №3 (2 мкр.)	93	0,080	Подземная бес- канальная	9,02	0,60	6,05	0,51
ТУ31	ТУ31А	30	0,150	Надземная	46,04	0,20	5,79	0,74
ТУ34	Ж/дом ул. Постникова, 9	15	0,050	Надземная	2,25	0,08	4,49	0,33
ТУ34	ТУ35	67	0,100	Надземная	15,96	0,41	5,86	0,58
ТУ35	ТУ (ср. школа)	386	0,100	Надземная	10,87	1,10	2,73	0,39
ТУ35	ТУ36	74	0,080	Надземная	5,09	0,15	1,94	0,29
ТУ36	Ж/дом ул. Постникова, 7	37	0,040	Надземная	1,32	0,20	4,94	0,30
ТУ36	ТУ37	50	0,080	Надземная	3,77	0,06	1,08	0,21

Продолжение табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ37	Ж/дом ул. Постникова, 5	37	0,050	Надземная	1,70	0,11	2,56	0,25
ТУ37	ТУ38	75	0,080	Надземная	2,08	0,03	0,33	0,12
ТУ38	ТУ38а	20	0,050	Надземная	2,08	0,08	3,81	0,30
ТУ38а	Ж/дом ул. Постникова, 3	15	0,040	Надземная	0,96	0,04	2,65	0,22
ТУ38а	Ж/дом ул. Постникова, 1	15	0,040	Надземная	1,12	0,06	3,57	0,25
ТУ10'	т.1	30	0,150	Подземная канальная	47,12	0,24	6,06	0,76
т.1	т.2	11	0,150	Подземная канальная	47,12	0,12	6,06	0,76
т.2	ТУ11	91	0,150	Подземная канальная	47,12	0,61	6,06	0,76
ТУ11	Дворец спорта, ДОСААФ	43	0,100	Подземная канальная	10,05	0,11	2,34	0,36
ТУ2	т.5	5	0,150	Подземная канальная	24,63	0,04	1,67	0,40
т.5	ТУ17	17	0,150	Подземная бесканальная	24,63	0,04	1,67	0,40
ТУ17	Ж/дом №9 (1 мкр.)	22	0,040	Надземная	1,30	0,12	4,83	0,30
ТУ17	ТУ18	60	0,125	Подземная бесканальная	22,85	0,28	3,73	0,53
ТУ18	т.6	31	0,100	Надземная	13,71	0,16	4,33	0,50
т.6	т.7	6	0,100	Подземная бесканальная	13,71	0,05	4,33	0,50
т.7	ТУ19	21	0,100	Надземная	13,71	0,12	4,33	0,50
ТУ20	т.8	41	0,100	Надземная	12,89	0,18	3,83	0,47
т.8	т.9	13	0,100	Подземная бесканальная	12,89	0,07	3,83	0,47
т.9	ТУ21	12	0,100	Подземная бесканальная	12,89	0,06	3,83	0,47
ТУ27	т.12	22	0,050	Подземная канальная	3,33	0,24	9,74	0,48
т.12	ТУ27а	16	0,050	Надземная	3,33	0,17	9,74	0,48
ТУ45	ТУ46	26	0,100	Надземная	12,57	0,11	3,65	0,46
ТУ46	Ж/дом №16 (1 мкр.)	30	0,040	Надземная	3,13	0,88	27,61	0,71
ТУ46	ТУ47	46,5	0,100	Надземная	9,45	0,11	2,07	0,34

Продолжение табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ49	Ж/дом №27 (1 мкр.)	15	0,050	Надземная	0,95	0,01	0,82	0,14
ТУ28	т.16	47	0,200	Надземная	63,99	0,13	2,48	0,58
т.16	т.17	16	0,200	Надземная	63,99	0,06	2,48	0,58
т.17	ТУ29	6	0,100	Надземная	8,92	0,02	1,85	0,32
ТУ29	Ж/дом (Общежитие) №41(1) (1 мкр.)	20	0,050	Надземная	2,54	0,13	5,67	0,37
ТУ29	ТУ42	30	0,100	Надземная	6,38	0,03	0,95	0,23
ТУ31А	ТУ31Б	39	0,150	Надземная	42,17	0,21	4,86	0,68
ТУ31Б	Ж/дом №1 (ввод 2) (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	3,89	0,10	13,25	0,57
ТУ31Б	ТУ31С	20	0,150	Надземная	38,28	0,10	4,01	0,62
ТУ31С	ТУ40	26	0,150	Надземная	34,39	0,10	3,24	0,55
ТУ40	ТУ32	35	0,150	Надземная	31,40	0,11	2,70	0,51
ТУ32	ТУ33	17	0,100	Надземная	13,19	0,08	4,01	0,48
ТУ33	Ж/дом №5, 5а (2 мкр.)	50	0,100	Надземная	9,12	0,10	1,93	0,33
ТУ33	Ж/дом №15 (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	4,07	0,11	14,53	0,59
ТУ32	ТУ34	30	0,150	Надземная	18,21	0,03	0,92	0,29
ТУ (ср. школа)	МБОУ "АОСШ Средняя школа"	10	0,100	Подземная канальная	10,87	0,04	2,73	0,39
ТУ42	Ж/дом (Общежитие) №41(2) (1 мкр.)	6	0,050	Надземная	2,54	0,04	5,70	0,37
ТУ31А	Ж/дом №1 (ввод 1) (2 мкр.)	5	0,050	Подвальная	3,87	0,08	13,11	0,56
ТУ31С	Ж/дом №1 (ввод 3) (2 мкр.)	5	0,050	Надземная	3,90	0,08	13,31	0,57
ТУ40	Ж/дом ул. Постникова, 11	38	0,040	Надземная	2,98	1,00	25,05	0,68
ТУ10а	ТУ10'	27	0,150	Подземная канальная	48,88	0,21	6,52	0,79
ТУ10а	ТУ	90	0,070	Надземная	4,11	0,24	2,56	0,30
ТУ	ТУ	20	0,070	Надземная	4,11	0,06	2,56	0,30
ТК	Ж/дом №29а (1 мкр.)	30	0,050	Подземная бесканальная	2,08	0,12	3,84	0,30
ТУ	ТК	20	0,070	Надземная	2,08	0,02	0,67	0,15
ТУ	Ж/дом №29б (1 мкр.)	30	0,050	Подземная бесканальная	2,03	0,12	3,64	0,29
ТУ20	Ж/дом, ул. Полевая, 76	10	0,050	Надземная	0,32	0,00	0,10	0,05

Продолжение табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ11	ТК1	20	0,125	Подземная бес- канальная	37,07	0,27	9,76	0,86
ТК1	Детский сад	30	0,100	Подземная ка- нальная	13,26	0,13	4,06	0,48
ТК1	Бассейн	70	0,100	Подземная бес- канальная	23,81	0,98	12,99	0,86

Таблица 3.2 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №1 развития тепловых сетей на период 2019-2028 г.г.

Наименование узла	Геодезическая отметка, м	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагае- мый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопро- воде, м	Давление в обратном трубопро- воде, м	Путь, прой- денный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МБУ Ардатовская ДЮСШ	171	0,238	10,17	30,67	1,17	4,59	32,69	28,10	356
МБОУ "АОСШ Средняя школа"	165	0,223	10,87	27,20	2,16	6,59	39,70	33,10	1004
Кофе "Колобок" (ООО Пищевик)	171	0,026	1,29	10,29	1,49	6,11	33,46	27,34	396
Ж/дом, ул. Полевая, 76	169	0,007	0,32	3,13	10,76	12,02	38,41	26,39	247
Ж/дом, ул. Полевая, 74	169	0,004	0,20	4,42	10,64	12,02	38,41	26,39	247
Ж/дом, ул. Пионерская, 61а	170	0,007	0,30	9,32	11,14	12,38	37,59	25,21	207
Ж/дом ул. Постникова, 11	171	0,069	2,98	10,69	6,80	7,97	34,39	26,41	514
Ж/дом ул. Постникова, 9	170	0,052	2,25	8,83	8,37	9,54	36,17	26,63	556
Ж/дом ул. Постникова, 7	168	0,028	1,32	7,12	6,74	8,17	37,48	29,31	719
Ж/дом ул. Постникова, 5	169	0,034	1,70	8,10	6,71	8,25	36,52	28,28	769
Ж/дом ул. Постникова, 3	169	0,017	0,96	6,24	6,07	8,16	36,48	28,32	842
Ж/дом ул. Постникова, 1	168	0,019	1,12	6,73	6,07	8,13	37,47	29,33	842
Ж/дом №42 (1 мкр.)	174	0,091	3,84	11,57	8,22	11,58	33,19	21,61	284
Ж/дом №36 (1 мкр.)	172	0,032	1,31	6,07	12,62	13,64	36,22	22,58	84
Ж/дом №35 (1 мкр.)	171	0,050	2,04	7,69	11,88	12,92	36,86	23,94	140
Ж/дом №34 (1 мкр.)	173	0,023	0,96	5,31	11,64	12,71	34,75	22,05	167
Ж/дом №33 (1 мкр.)	173	0,050	2,04	7,80	11,28	12,34	34,57	22,23	199
Ж/дом №32 (1 мкр.)	173	0,042	1,76	7,44	10,12	11,20	34,00	22,80	316
Ж/дом №31 (1 мкр.)	173	0,057	2,34	8,40	10,98	12,05	34,42	22,37	241
Ж/дом №30 (1 мкр.)	177	0,066	2,75	9,20	10,56	11,65	30,23	18,57	298
Ж/дом №29б (1 мкр.)	177	0,044	2,03	8,12	9,49	10,83	29,81	18,99	423
Ж/дом №29а (1 мкр.)	177	0,044	2,08	8,25	9,37	10,78	29,79	19,01	443
Ж/дом №28 (1 мкр.)	177	0,069	3,11	9,91	10,01	11,26	30,03	18,77	383
Ж/дом №27 (1 мкр.)	177	0,021	0,95	5,40	10,64	11,97	30,38	18,42	327,5
Ж/дом №26а (1 мкр.)	177	0,057	2,86	9,87	8,60	10,20	29,50	19,30	522
Ж/дом №25 (1 мкр.)	177	0,044	1,96	7,75	10,68	11,93	30,36	18,44	320,5

Продолжение табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/дом №23 (1 мкр.)	177	0,039	2,19	8,81	7,96	9,96	29,38	19,42	582
Ж/дом №19 (1 мкр.)	176	0,041	1,75	7,28	10,91	12,06	31,43	19,37	282,5
Ж/дом №18 (1 мкр.)	177	0,056	2,39	8,52	10,84	11,99	30,40	18,40	283,5
Ж/дом №17 (1 мкр.)	176	0,055	2,39	8,70	9,98	11,16	30,98	19,82	297,5
Ж/дом №16 (1 мкр.)	175	0,074	3,13	10,08	9,50	10,63	31,72	21,08	251
Ж/дом №15 (2 мкр.)	173	0,096	4,07	12,91	5,97	9,38	33,09	23,71	533
Ж/дом №13 (1 мкр.)	170	0,063	3,03	10,81	6,73	8,17	35,48	27,32	356
Ж/дом №12 (1 мкр.)	171	0,039	1,79	7,31	11,19	12,50	36,65	24,15	144
Ж/дом №11 (1 мкр.)	171	0,037	1,55	6,72	11,70	12,77	36,79	24,01	102
Ж/дом №10 (1 мкр.)	172	0,011	0,48	3,67	12,42	13,57	36,19	22,61	94
Ж/дом №9 (1 мкр.)	172	0,031	1,30	6,09	12,28	13,36	36,08	22,72	101
Ж/дом №8 (1 мкр.)	171	0,033	1,38	6,36	11,68	12,76	36,78	24,02	149
Ж/дом №7 (1 мкр.)	171	0,030	1,34	6,29	11,44	12,67	36,74	24,06	186
Ж/дом №6 (1 мкр.)	171	0,040	1,83	7,42	11,02	12,31	36,55	24,25	218
Ж/дом №5, 5а (2 мкр.)	173	0,211	9,12	19,39	5,89	9,39	33,09	23,70	578
Ж/дом №5 (1 мкр.)	171	0,031	1,31	6,22	11,47	12,57	36,69	24,11	167
Ж/дом №4 (1 мкр.)	171	0,031	1,29	6,15	11,59	12,68	36,74	24,06	169
Ж/дом №3 (2 мкр.)	173	0,201	9,02	19,65	5,46	9,25	33,02	23,78	511
Ж/дом №2 (1 мкр.)	170	0,039	1,69	7,51	8,96	10,15	36,48	26,32	247
Ж/дом №1 (ввод 3) (2 мкр.)	172	0,093	3,90	12,29	6,67	10,00	34,40	24,40	455
Ж/дом №1 (ввод 2) (2 мкр.)	172	0,093	3,89	12,19	6,85	10,17	34,48	24,31	435
Ж/дом №1 (ввод 1) (2 мкр.)	172	0,093	3,87	11,95	7,35	10,63	34,71	24,09	396
Ж/дом (Общежитие) №41(2) (1 мкр.)	172	0,061	2,54	8,70	11,30	12,39	35,59	23,21	260
Ж/дом (Общежитие) №41(1) (1 мкр.)	172	0,061	2,54	8,71	11,20	12,28	35,54	23,26	244
Детский сад	173	0,316	13,26	24,13	5,19	8,50	32,65	24,15	492
Дворец спорта, ДОСААФ	173	0,238	10,05	20,47	5,75	9,09	32,94	23,85	485
Д/с "Теремок"	176	0,219	9,04	17,48	8,75	11,94	31,37	19,43	110
ГУ Спец.школа	168	0,303	12,89	21,42	7,89	11,27	39,04	27,76	313
Бассейн	173	0,564	23,81	83,12	0,12	6,80	31,80	25,00	532

Таблица 3.3 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №2 развития тепловых сетей на период 2019-2028 г.г.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
БМК №2	ТУ1а	5	0,250	Надземная	149,28	0,10	4,16	0,87
Отпай на гараж	Гараж ул. Полевая, 49	2	0,050	Надземная	2,80	0,03	6,90	0,41
Отпай на гараж	ТУ51	51	0,150	Надземная	31,11	0,16	2,65	0,50
Отпай на д/с Колосок	МДОУ Д/с Колос	2	0,050	Надземная	2,81	0,03	6,95	0,41
Отпай на д/с Колосок	Прачечная МДОУ д/с	40	0,050	Надземная	0,30	0,00	0,09	0,04
Отпай на мастерские	Мастерские ул. Полевая, 49	2	0,050	Надземная	7,74	0,23	52,16	1,12
Отпай на мастерские	ТУ52	30	0,080	Надземная	11,75	0,33	10,23	0,67
ТК1	ТУ18	21	0,200	Надземная	59,27	0,07	2,13	0,54
ТУ1	ТУ3	65	0,150	Надземная	56,09	0,64	8,58	0,90
ТУ1	Отпай на гараж	10	0,150	Надземная	33,91	0,06	3,15	0,55
ТУ1а	ТУ1	50	0,200	Надземная	90,00	0,34	4,88	0,82
ТУ1а	ТК1	46	0,200	Подземная бесканальная	59,27	0,13	2,13	0,54
ТУ3	ТУ5	50	0,150	Надземная	55,83	0,47	8,50	0,90
ТУ3	ж/д ул. Красноармейская, 84	4	0,040	Надземная	0,27	0,00	0,22	0,06
ТУ5	ж/д ввод 2 ул. Красноарм, 80	4	0,040	Надземная	0,21	0,00	0,13	0,05
ТУ5	ТУ7	65	0,150	Надземная	55,62	0,59	8,44	0,90
ТУ7	ТУ8	196	0,150	Надземная	41,82	1,16	4,78	0,67
ТУ7	отпай на прачечную	120	0,100	Надземная	13,80	0,55	4,39	0,50
ТУ8	ТУ10	50	0,050	Надземная	0,69	0,02	0,44	0,10
ТУ8	ТУ12	50	0,050	Надземная	1,61	0,12	2,32	0,23
ТУ8	отпай на Больничный корпус	275	0,150	Надземная	39,51	1,28	4,27	0,64
ТУ10	ТУ10а	47	0,050	Надземная	0,69	0,02	0,44	0,10
ТУ10а	ж/д ул. Полевая, 63а	28	0,032	Надземная	0,69	0,13	4,40	0,24
ТУ12	ТУ13	34	0,050	Надземная	1,61	0,09	2,32	0,23
ТУ13	ж/д ул. Красноар, 74в	7	0,050	Надземная	1,61	0,02	2,32	0,23
ТУ18	ТУ20	20	0,150	Надземная	56,94	0,22	8,84	0,92

ТУ18	ТУ19	67	0,050	Надземная	2,33	0,33	4,79	0,34
------	------	----	-------	-----------	------	------	------	------

Продолжение табл.3.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ19	ТУ19а	120	0,050	Надземная	1,39	0,21	1,72	0,20
ТУ19	ТУ19а	1	0,050	Надземная	0,94	0,00	0,81	0,14
ТУ19а	Россельхозцентр	50	0,032	Надземная	0,81	0,31	6,05	0,29
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 156	35	0,050	Надземная	0,58	0,01	0,31	0,08
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 150	5	0,040	Надземная	0,55	0,01	0,88	0,12
ТУ19а	ж/д ул. Комсомольская, 148	30	0,040	Надземная	0,40	0,02	0,47	0,09
ТУ20	ТУ22	10	0,150	Надземная	56,94	0,13	8,84	0,92
ТУ22	ТУ24	42	0,100	Надземная	18,74	0,39	8,06	0,68
ТУ22	ТУ35	60	0,150	Надземная	38,20	0,28	3,99	0,62
ТУ24	ТУ26	35	0,100	Надземная	18,07	0,31	7,51	0,66
ТУ24	ж/д ул. Комсомольская, 129	4	0,050	Надземная	0,66	0,00	0,40	0,10
ТУ26	ж/д ул. Комсомольская, 133	15	0,040	Надземная	1,05	0,05	3,18	0,24
ТУ26	ТУ28	45	0,100	Надземная	17,02	0,32	6,66	0,62
ТУ28	ж/д ул. Комсомольская, 137	15	0,040	Надземная	2,10	0,21	12,48	0,48
ТУ28	ТУ29	25	0,100	Надземная	14,92	0,14	5,13	0,54
ТУ29	ж/д ул. Комсомольская, 139	8	0,050	Надземная	1,45	0,02	1,88	0,21
ТУ29	ТУ29а	67	0,100	Надземная	13,47	0,29	4,18	0,49
ТУ29а	ТУ30	67	0,100	Надземная	12,62	0,28	3,67	0,46
ТУ29а	гараж	10	0,050	Надземная	0,85	0,01	0,66	0,12
ТУ30	Управление отдела культуры (вв	8	0,050	Надземная	2,32	0,05	4,74	0,34
ТУ30	Библиотека	10	0,050	Надземная	0,28	0,00	0,08	0,04
ТУ30	ТУ31	13	0,080	Надземная	10,02	0,11	7,45	0,57
ТУ31	Управление отдела культуры (вв	15	0,080	Надземная	2,35	0,01	0,43	0,13
ТУ31	ТУ32	30	0,080	Надземная	7,67	0,14	4,38	0,43
ТУ32	ТУ33	7	0,080	Надземная	5,31	0,02	2,11	0,30
ТУ32	Управление отдела культуры (вв	8	0,040	Надземная	2,36	0,15	15,68	0,53
ТУ33	ТУ34	30	0,080	Надземная	5,31	0,07	2,11	0,30
ТУ34	ж/д ул. Карла-Маркса, 158	8	0,050	Надземная	2,20	0,04	4,28	0,32
ТУ34	Отпай на д/с Колосок	70	0,050	Подземная бесканальная	3,11	0,62	8,50	0,45

ТУ35	ТУ37	55	0,150	Надземная	38,20	0,26	3,99	0,62
------	------	----	-------	-----------	-------	------	------	------

Продолжение табл.3.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ37	ТУ38	15	0,150	Подвальная	37,87	0,10	3,92	0,61
ТУ37	Медучилище ул. Комсом,134	15	0,050	Надземная	0,34	0,00	0,11	0,05
ТУ38	ТУ39	45	0,100	Надземная	16,28	0,34	6,09	0,59
ТУ38	ТУ41	96	0,150	Надземная	21,59	0,15	1,29	0,35
ТУ39	Админ. р-на ул.Комсом,121	20	0,070	Надземная	3,84	0,05	2,23	0,28
ТУ39	ТУ40	105	0,070	Надземная	10,37	1,74	16,04	0,77
ТУ39	Гараж ул. Комсомольская,121	50	0,070	Надземная	2,07	0,04	0,66	0,15
ТУ40	ТУ40а	45	0,070	Надземная	10,37	0,84	16,04	0,77
ТУ40а	Волга-Телеком ул. К-Маркса,119	2	0,070	Надземная	7,87	0,05	9,26	0,58
ТУ40а	отпай на гараж	97	0,070	Надземная	2,50	0,10	0,96	0,19
ТУ41	ТУ41а	13	0,100	Подземная бесканальная	12,40	0,07	3,55	0,45
ТУ41	ТУ47	50	0,070	Подземная бесканальная	9,19	0,65	12,62	0,68
ТУ41а	ТУ41б	25	0,100	Подземная бесканальная	12,40	0,10	3,55	0,45
ТУ41б	ТУ42	140	0,100	Подземная бесканальная	12,40	0,52	3,55	0,45
ТУ42	ТУ43	24	0,100	Подземная бесканальная	12,09	0,09	3,38	0,44
ТУ42	ж/д ул. Комсомольская,107	5	0,050	Надземная	0,31	0,00	0,09	0,04
ТУ43	ТУ44	90	0,100	Надземная	12,09	0,31	3,38	0,44
ТУ44	ТУ45	80	0,080	Надземная	4,14	0,11	1,29	0,24
ТУ44	отпай на гараж	10	0,080	Надземная	7,95	0,08	4,71	0,45
ТУ44а	общежитие пр. Луначарского, 12	5	0,050	Надземная	2,04	0,03	3,69	0,30
ТУ44а	Медучилище пр. Луначарского, 1	10	0,050	Надземная	4,90	0,26	20,96	0,71
ТУ45	ж/д ул. Карла-Маркса, 120	55	0,025	Надземная	0,33	0,21	3,71	0,19
ТУ45	отпай на гараж	6	0,080	Надземная	3,81	0,01	1,10	0,22
ТУ47	МБОУ «Ардатовская ООШ»	45	0,070	Подземная бесканальная	7,79	0,47	9,07	0,58
ТУ47	МФИЦ	35	0,050	Надземная	1,41	0,07	1,77	0,20
ТУ51	Хоз. корпус ул. Полевая, 49	28	0,070	Надземная	1,36	0,01	0,29	0,10
ТУ51	Отпай на мастерские	20	0,080	Надземная	19,49	0,68	28,03	1,10
ТУ51	Учебно бытовой кор ул.Пол,49	5	0,100	Надземная	10,26	0,03	2,44	0,37
ТУ52	ТУ53	70	0,080	Надземная	5,32	0,15	2,12	0,30
ТУ52	Общежитие №2 ул. Полевая, 49	17	0,050	Надземная	6,43	0,70	35,99	0,93

Продолжение табл.3.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ53	Общежитие №1 ул. Полевая, 49	10	0,050	Надземная	5,32	0,31	24,71	0,77
ТУ54	ТУ54а	37	0,080	Надземная	3,62	0,04	0,99	0,21
ТУ54	Морг	90	0,050	Надземная	1,29	0,14	1,49	0,19
ТУ54	Административный корпус	19	0,080	Надземная	2,07	0,01	0,33	0,12
ТУ54а	Гараж	3	0,050	Надземная	1,73	0,01	2,65	0,25
ТУ54а	Хозяйственный корпус	17	0,050	Надземная	1,90	0,07	3,19	0,28
ТУ55	ТУ54	29	0,080	Надземная	6,98	0,12	3,64	0,40
отпай на Больничный корпус	Лечебный корпус	2	0,100	Надземная	32,53	0,19	24,20	1,18
отпай на Больничный корпус	ТУ55	95	0,100	Надземная	6,99	0,12	1,14	0,25
отпай на Дом-школа	Дом-школа пр. М.Горького, 2	2	0,080	Надземная	12,72	0,08	11,98	0,72
отпай на Дом-школа	Гараж пр. М.Горького, 2	8	0,050	Надземная	0,45	0,00	0,19	0,07
отпай на гараж	Гараж ул. К-Маркса,119	2	0,050	Надземная	2,24	0,02	4,43	0,33
отпай на гараж	Диз. подстанция ул. К-Маркса,1	10	0,050	Надземная	0,26	0,00	0,07	0,04
отпай на гараж	Гараж пр. Луначарского, 12а	5	0,015	Надземная	0,12	0,04	7,51	0,20
отпай на гараж	Адм. зд. Суд. департамент	18	0,050	Надземная	3,69	0,26	11,92	0,54
отпай на гараж	ТУ44а	30	0,080	Надземная	6,94	0,14	3,59	0,39
отпай на гараж	гараж пр. Луначарского, 10	2	0,040	Надземная	1,01	0,01	2,93	0,23
отпай на прачечную	Прачечная пр. М.Горького, 2	2	0,050	Надземная	0,64	0,00	0,38	0,09
отпай на прачечную	отпай на Дом-школа	35	0,080	Надземная	13,16	0,50	12,83	0,75

Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №2 развития тепловых сетей на период 2019-2028 г.г.

Наименование узла	Геодезическая отметка, м	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Адм. зд. Суд. департамент	145	0,067	3,69	12,12	6,31	17,54	48,42	30,88	724
Админ. р-на ул.Комсом,121	146	0,090	3,84	10,29	13,16	19,96	48,63	28,67	297
Административный корпус	162	0,041	2,07	10,07	4,18	13,67	29,48	15,81	849
Библиотека	140	0,006	0,28	3,02	9,62	18,57	53,93	35,36	393
Волга-Телеком ул. К-Маркса,119	139	0,177	7,87	17,02	7,39	14,80	53,05	38,25	429
Гараж	163	0,033	1,73	9,83	3,19	13,58	28,44	14,86	870
Гараж пр. Луначарского, 12а	146	0,002	0,12	3,22	5,13	17,97	47,64	29,66	711
Гараж пр. М.Горького, 2	154	0,010	0,45	3,78	9,76	16,92	39,11	22,19	398
Гараж ул. К-Маркса,119	139	0,045	2,24	9,85	5,34	14,66	52,98	38,32	526
Гараж ул. Комсомольская,121	143	0,046	2,07	7,65	12,45	19,99	51,65	31,65	327
Гараж ул. Полевая, 49	144	0,070	2,80	8,35	16,16	22,24	51,77	29,53	67
Диз. подстанция ул. К-Маркса,1	139	0,005	0,26	3,82	3,20	14,70	53,00	38,30	534
Дом-школа пр. М.Горького, 2	150	0,303	12,72	19,97	10,17	16,78	43,04	26,26	392
Лечебный корпус	161	0,753	32,53	35,32	6,80	13,79	30,54	16,75	708
МБОУ «Ардатовская ООШ»	149	0,176	7,79	15,37	10,85	18,20	44,75	26,55	423
МДОУ Д/с Колос	137	0,056	2,81	10,20	7,29	16,60	55,95	39,35	535
МФЦ	148	0,031	1,41	6,51	11,04	19,02	46,16	27,14	413
Мастерские ул. Полевая, 49	145	0,190	7,74	14,41	13,91	20,16	49,73	29,57	138
Медучилище пр. Луначарского, 1	150	0,100	4,90	13,00	8,41	17,33	43,32	25,98	670
Медучилище ул. Комсом,134	147	0,007	0,34	3,06	13,12	20,94	48,12	27,18	232
Морг	164	0,022	1,29	22,64	0,06	13,41	27,36	13,94	920
Общежитие №1 ул. Полевая, 49	146	0,118	5,32	12,54	11,46	19,04	48,17	29,13	246
Общежитие №2 ул. Полевая, 49	146	0,154	6,43	13,60	12,06	18,56	47,93	29,37	183
Прачечная МДОУ д/с	136	0,005	0,30	4,11	3,15	16,65	56,98	40,32	573
Прачечная пр. М.Горького, 2	149	0,015	0,64	4,35	11,34	17,93	44,62	26,68	357
Россельхозцентр	141	0,014	0,81	5,44	7,50	21,00	54,15	33,15	309

Продолжение табл.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Управление отдела культуры (вв	139	0,051	2,35	8,52	10,48	18,33	54,81	36,48	411
Управление отдела культуры (вв	139	0,051	2,32	8,39	10,85	18,47	54,89	36,41	391
Управление отдела культуры (вв	139	0,052	2,36	8,65	9,91	17,76	54,53	36,77	434
Учебно бытовой кор ул.Пол,49	145	0,252	10,26	16,09	15,70	21,93	50,61	28,69	121
Хоз. корпус ул. Полевая, 49	141	0,032	1,36	5,92	15,05	21,96	54,63	32,67	144
Хозяйственный корпус	162	0,035	1,90	10,80	2,65	13,47	29,38	15,91	884
гараж	135	0,019	0,85	4,98	11,75	19,11	59,21	40,09	326
гараж пр. Луначарского, 10	147	0,021	1,01	5,69	9,70	18,11	46,71	28,59	632
ж/д ввод 2 ул. Красноарм, 80	149	0,005	0,21	3,39	13,62	20,21	45,76	25,54	174
ж/д ул. Карла-Маркса, 120	145	0,006	0,33	4,86	15,40	17,65	48,47	30,82	755
ж/д ул. Карла-Маркса, 158	139	0,047	2,20	8,43	9,59	17,80	54,55	36,75	471
ж/д ул. Комсомольская, 129	141	0,016	0,66	4,15	14,75	21,24	54,27	33,03	148
ж/д ул. Комсомольская, 133	143	0,025	1,05	5,33	13,77	20,53	51,91	31,39	194
ж/д ул. Комсомольская, 137	140	0,049	2,10	7,66	12,78	19,58	54,44	34,86	239
ж/д ул. Комсомольская, 139	140	0,034	1,45	6,38	12,74	19,67	54,49	34,81	257
ж/д ул. Комсомольская, 148	143	0,007	0,40	3,46	10,99	22,01	52,66	30,64	170
ж/д ул. Комсомольская, 150	144	0,012	0,55	3,84	13,92	22,03	51,66	29,64	145
ж/д ул. Комсомольская, 156	140	0,010	0,58	4,50	8,10	21,60	55,45	33,85	294
ж/д ул. Комсомольская,107	148	0,007	0,31	3,05	10,80	19,09	46,20	27,10	511
ж/д ул. Красноар, 74в	157	0,034	1,61	7,67	7,55	16,25	35,78	19,52	522
ж/д ул. Красноармейская, 84	147	0,006	0,27	3,29	14,70	21,14	48,22	27,08	124
ж/д ул. Полевая, 63а	158	0,012	0,69	6,38	2,87	16,37	34,83	18,47	556
общежитие пр. Луначарского, 12	147	0,042	2,04	8,28	8,85	17,80	46,55	28,75	665

4 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности

4.1 Общие положения

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом 2 пункта 3 и пунктом 5 Требований к схемам теплоснабжения. Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлены для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей) в отопительном периоде 2010-2018 г. Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленные зоны действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения, предложенных к рассмотрению.

В данном случае использованы предложения о развитии (или сокращении) установленной тепловой мощности источников тепловой энергии и сокращению (или расширению) зон действия источников тепловой энергии с тем, чтобы обеспечить нормативные требования к перспективным резервам тепловой мощности источников теплоснабжения.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки были составлены для источников тепловой энергии задействованных в схеме теплоснабжения города, на которых происходит изменение перспективной тепловой нагрузки. В балансах также приведены суммарные данные по установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузке прочих котельных, на которых тепловая нагрузка неизменна.

4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028 г. с выделением этапов в 2013г., 2018г., 2019-2022г.г., 2023-2027г.г., при развитии систем теплоснабжения

4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018 г.

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа перспективных тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников определено, что для обеспечения прогнозируемых тепловых нагрузок необходимо по источникам теплоснабжения к периоду 2019-2022 г.г. включительно выполнить следующие мероприятия:

- строительство БМК на 6МВт вместо котельной №2 в 2020-2021г.г.;
- демонтаж одного котлоагрегата КСв-1,86 и установка одного котла RS-D-2000.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2013 г. по 2018 г. включительно в зонах действия основных котельных, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Прогнозируемые к 2019 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2013 г.	Базовая нагрузка на 2018 г.	Изменение тепловой нагрузки к периоду 2019-2023г.г.
1	Котельная №1	3,8046	3,6228	4,1195
2	Котельная №2	3,3025	3,5539	3,5539
	Всего	7,1071	7,1767	7,6734

Из таблицы 4.1 следует, что изменение нагрузки к периоду 2019-2023г.г. ожидается прирост тепловой нагрузки в объеме 0,5 Гкал/ч, что составляет 6,92%.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2018 г. представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2018 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2014-2018г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	5,44	3,623	0,026	0,372	1,42
2	Котельная №2	7,65	3,554	0,022	0,381	3,69
	Итого	13,09	7,18	0,05	0,75	5,11

Анализ таблицы 4.2 показывает, что к 2018 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источникам теплоснабжения увеличится на 0,0696 Гкал/ч по отношению к уровню 2013 г. и составит 7,1767Гкал/ч. Увеличение нагрузки планируется по котельной №1 которое составит 0,25 Гкал/ч, по котельной №2 происходит незначительное снижение в размере 0,18Гкал/ч.

4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2019-2023 г.г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2019 г. по 2023 г. включительно в зонах действия котельных, задействованных в схеме теплоснабжения приведены в таблице 4.3. За рассматриваемый период планируется незначительный прирост тепловой нагрузки в размере 0,49 Гкал/ч по котельной №1.

Таблица 4.3 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2018 г.	Прирост тепловой нагрузки
1	Котельная №1	3,6228	4,1195
2	Котельная №2	3,5539	3,5539
	Всего	7,1767	7,6734

Таблица 4.4 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия теплоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	4,23	4,1195	0,018	0,314	-0,22
2	Котельная №2	4,73	3,5539	0,021	0,33	0,83
	Всего	8,96	7,67	0,04	0,64	0,60

4.2.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2024 г. по 2028 г. включительно в зонах действия котельных г.п. Ардатов, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту, приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Прогнозируемые к 2028 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Базовая нагрузка на 2023 г.	Прирост тепловой нагрузки к 2028г.
1	Котельная №1	4,120	4,652
2	Котельная №2	3,554	3,554
	Всего	7,673	8,205

Таблица 4.6 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2028 г. при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2024-2028г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	4,47	4,65	0,019	0,2273	-0,43
2	Котельная №2	4,73	3,55	0,021	0,21	0,95
	Всего	9,20	8,21	0,04	0,44	0,52

4.2.4 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки

Значения резервов (дефицит) тепловой мощности источников теплоснабжения г.п. Ардатов для развития системы теплоснабжения, отдельно по периодам реализации схемы теплоснабжения представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Резервы тепловой мощности на теплоисточниках г.п. Ардатов

Наименование варианта развития	Резерв(+)/Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч		
	2018 г.	2019-2022 г.	2023-2027 г.
в т.ч. на котельных, задействованных в схеме теплоснабжения	5,11	0,60	0,52

При положительном общем балансе располагаемой тепловой мощности теплоисточников и присоединенной тепловой нагрузки г.п. Ардатов отсутствуют дефициты на всех теплоисточниках поселка на разных этапах.

5 Перспективные балансы водоподготовительных установок

5.1 Общие положения

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 и пунктом 40 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 40 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ по котельным №1 и №2.

5.2 Перспективные объемы теплоносителя

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

Сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, на базе запланированных к строительству котельных будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты. Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения приведен в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2013г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №1 МУП "Ардатовтеплосеть"													
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч.	тонн/год	1309,18	1324,06	1192,66	1192,66	1192,66	1192,66	1192,66	1217,71	1217,71	1217,71	1217,71	1217,71
на пусковое заполнение	тонн/год	139,87	141,46	127,42	127,42	127,42	127,42	127,42	130,10	130,10	130,10	130,10	130,10
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	1169,31	1182,60	1065,24	1065,24	1065,24	1065,24	1065,24	1087,61	1087,61	1087,61	1087,61	1087,61
Зона действия котельной №2 МУП "Ардатовтеплосеть"													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	1088,57	1079,88	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95	913,95
на пусковое заполнение	тонн/год	116,30	115,37	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	972,27	964,51	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31	816,31

5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

В настоящее время на всех котельных п.г. Ардатов имеются водоподготовительные установки.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельных №1 и №2 установлено оборудование химводоподготовки в состав которого входят систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Ардатов. Подготовка воды осуществляется фильтрами марки ФиПа-1-1,5-0,6Н нормативной производительностью 40 м³/ч. В котельной №1 – три фильтра, а в котельной №2 четыре. Общая производительность фильтров в котельной №1 составляет 120 м³/ч, а в котельной №2 – 160 м³/ч.

В актуализированной схеме теплоснабжения планируется реконструкция котельной №1 демонтаж двух котлов КСВ-1,86 и установка двух котлов RS-D-2000, в результате чего произойдет незначительное снижение установленной мощности в данной котельной. При этом реконструкция оборудования ХВО не требуется. Также планируется закрытие котельной №2 и установка вместо нее БМК мощностью 6МВт. Мощность химводоподготовительного оборудования составит около 100м³/ч.

5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки за счет использования существующих баков запаса воды и водопроводной сети.

6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

6.1 Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи.

1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления. Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 2 этажей и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде, а также в отдельных квартирах в многоквартирных многоэтажных жилых. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда и малоэтажной застройки (1-3 эт.).

2. Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии. На перспективу до 2027 г. не планируется увеличение зон действия котельных с включением зон действия соседних существующих источников тепловой энергии.

3. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Также при формировании данного раздела по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии учитывалось:

1. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

2. Перспективные топливные балансы.
3. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.
4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2019 до 2023 г.г.

На анализируемый период планируется реконструкция котельной №1 и №2 в 2020-2021 г.г. В котельной №1 данное, мероприятие заключается в демонтаже одного котла КСВ-1,86 и установкой на его место котла RS-D-2000. Цель данного мероприятия является снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии в сеть, позволит повысить фактический КПД в среднем на 4-8 %, снизить затраты на ХВО и увеличения межремонтного периода котлоагрегатов (снижение эксплуатационных расходов).

Также вместо котельной №2 планируется установка БМК на 6МВт.

К числу отдельных работ (монтажных и т.д.) при реализации данных проектов относится:

1. Закупка необходимого оборудования.
2. Демонтаж котла КСВ-1,86 котельной №1.
3. Монтаж котла RS-D-2000 в котельной №1.
4. Наладка установленного оборудования.

Капитальные затраты на реализацию данных мероприятий на период 2019-2023г. составят 16967,8 тыс. руб. По каждой СЦТ капитальные затраты представлены в табл. 6.5-6.7

Таблица 6.5 – Капитальные затраты по монтажу котла RS-D-2000 на котельной №1

Наименование оборудования и монтажных работ	Кол-во	Стоимость единицы, руб. без НДС	Стоимость всего, руб. без НДС
Установка котла RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC. В котельной №1	1	1466,6	1466,6
Проектно-сметные изыскания	1	324,0	324,0
Доставка оборудования	1	120,0	120,0
Прочие	1	254,0	254,0
Прочие оборудование	1	150,0	150,0
Демонтаж котла КСВ-1,86	1	75,1	75,1
Пуско-наладка (электрика)	1	75,0	75,0
Итого оборудование			2464,7
Демонтаж котла КСВ-1,86	1	25,1	75,1
Пуско-наладка (электрика)	1	35,0	75,0
Всего			2614,8
Всего с НДС			3137,76

Таблица 6.6 – Капитальные затраты по строительству БМК-6МВт

Наименование оборудования и монтажных работ	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб. с НДС	Стоимость всего, тыс. руб. с НДС
Установка БМК 6МВт с котлами RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC.	1	12920,0	12920,0
Проектно-сметные изыскания	1	324,0	324,0
Доставка оборудования	2	120,0	240,0
Прочие	1	454,0	454,0
Всего с НДС			13938,0
Итого			16967,8

6.2.2 Развитие источников теплоснабжения с 2024 до 2028 г.г.

На анализируемый период планируется реконструкция котельной №1 в 2025 г. В котельной №1, мероприятие заключается в демонтаже по одного котла КСВ-1,86 и установкой на его место котла RS-D-2000 с горелками Ecoflam BLU3000.1 для нужд отопления. Цель данного мероприятия является замена отработавшего оборудования, что позволит повысить фактический КПД котельной.

Капитальные затраты на реализацию данных мероприятий на период 2024-2028г. составят 3029,76 тыс. руб. Капитальные затраты представлены в табл. 6.7

Таблица 6.7 – Капитальные затраты по реконструкции котельной №1

Наименование оборудования и монтажных работ	Кол-во	Стоимость единицы, руб. без НДС	Стоимость всего, руб. без НДС
Установка котла RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC. В котельной №1	1	1466,6	1759,92
Проектно-сметные изыскания	1	324,0	388,8
Доставка оборудования	1	120,0	144
Прочие	1	254,0	304,8
Прочие оборудование	1	150,0	180
Демонтаж котла КСВ-1,86	1	75,1	90,12
Пуско-наладка (электрика)	1	75,0	90
Итого оборудование			2957,64
Демонтаж котла КСВ-1,86	1	25,1	30,12
Пуско-наладка (электрика)	1	35,0	42
Всего			3029,76

Финансовые потребности в реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за весь период с 2019 до 2028 г.г. составят 19997,5 тыс. руб. с учетом НДС.

7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них

7.1 Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки жилых и административно бытовых зданий;
- обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных;
- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки

7.2.1 Структура предложений

Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей сформированы в проекте по каждому варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Ардатов. Согласно результатам обсуждения вариантов развития схемы теплоснабжения, с теплоснабжающей организацией предпочтительным является третий вариант развития. В связи с этим подробное описание проектов направленных на обеспечение теплоснабжения новых потребителей по существующим и вновь создаваемым тепловым сетям и сохранение теплоснабжения существующих потребителей от существующих тепловых сетей при условии надежности системы теплоснабжения приводятся по третьему варианту.

7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей сформированы в составе групп:

- новое строительство тепловых сетей для присоединения новых потребителей до границ участка подключаемого объекта;
- реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения присоединения потребителей до 2028 года.

Проекты «Строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки г.п. Ардатов на период до 2028 г.» охватывает комплекс мероприятий, направленных на реализацию задач по обеспечению перспективной застройки на период до 2028 г.

Согласно данному варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Ардатов предусматривается подключение перспективной нагрузки к котельной №1. Подключение перспективной нагрузки г.п. Ардатов: детского сада и бассейна к СЦТ от котельной №1 формирует следующий объем работ (табл. 7.1). Данный объем работ предусмотрен в период 2020-2025 г.г. Согласно табл. 7.1 суммарная протяженность теплосети составляет 221 м в двухтрубном исчислении.

Таблица 7.1 – Реестр мероприятий проекта №1 развития тепловых сетей г.п. Ардатов

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
СЦТ от котельной №1			
1	Строительство магистрального участка теплосети ТУ11 - ТК1	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	2020 г.
2	Строительство вводного участка теплосети ТК1 - Детский сад	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
3	Строительство вводного участка теплосети ТК1 - Бассейн	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2025 г.
СЦТ от котельной №2			
4	Строительство магистрального участка теплосети Котельная - ТУ1а	длина 5 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	2021 г.
5	Строительство магистрального участка теплосети ТУ1а - ТУ1	длина 50 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	2021 г.
6	Строительство магистрального участка теплосети ТУ1а - ТК1	длина 46 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	2021 г.

7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для проекта №1 рекомендуемого варианта (строительство и реконструкция теплосети с подключением перспективной нагрузки).

Полная сметная стоимость каждого мероприятия приведена в табл. 7.2. Согласно данной таблице полная стоимость проекта в ценах 2018 г. с учетом НДС составляет 3483,49 тыс. руб. в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 1523,08 тыс. руб. с НДС и по СЦТ от котельной №2 – 1960,41 тыс. руб. с НДС. Согласно проекту период реализации мероприятий до 2025 г.

Таблица 7.2 – Финансовые потребности для реализации проекта №1 в ценах 2018 г.

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Итого стои- мость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диа- метр, мм
СЦТ от котельной №1							
1	Строительство магистрального участка теплосети ТУ11 - ТК1	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	275,34	Новое строи- тельство	под- земная	20,0	125
2	Строительство вводного участка теплосети ТК1 - Детский сад	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	374,32	Новое строи- тельство	под- земная	30,0	100
3	Строительство вводного участка теплосети ТК1 - Бассейн	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	873,42	Новое строи- тельство	под- земная	70,0	100
СЦТ от котельной №2							
4	Строительство магистрального участка теплосети Котельная - ТУ1а	длина 5 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	114,31	Новое строи- тельство	надзем ная	5,0	250
5	Строительство магистрального участка теплосети ТУ1а - ТУ1	длина 50 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	949,42	Новое строи- тельство	надзем ная	50,0	200
6	Строительство магистрального участка теплосети ТУ1а - ТК1	длина 46 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	896,68	Новое строи- тельство	под- земная	46,0	200
	Итого по проекту		3483,49			221,0	

7.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже или выше рекомендованных, что указывает на завышение диаметров трубопроводов над необходимым или значительные падения давления на участке. Значительное завышение диаметра приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Реестр данных участков по годам их реконструкции представлен в табл. 7.3.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект №2 и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки. Согласно таблице 7.3 протяженность теплосети в двухтрубном исчислении составляет 2142 м. Реализация данного мероприятия запланирована на период до 2020-2024 г.г.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 28348,23 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 18492,20 тыс. руб. с НДС. Отдельно по каждому мероприятию проекта №2 представлена в табл. 7.4. Реконструкция теплосети с оптимизацией пропускной способности сети направленные на повышение эффективности теплоснабжения существующей нагрузки включает, в том числе и вводные участки.

Таблица 7.3 – Реестр мероприятий проекта №2 развития тепловых сетей г.п. Ардатов

№	Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
1	2	3	4
СЦТ от котельной №1			
1	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от Котельной №1 до Д/С Теремок	длина 110 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2020 г.
2	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ2 до т.5	длина 5 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2020 г.
3	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.5 до ТУ17	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2020 г.
4	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ17 до ТУ18	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППУ	2020 г.
5	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ18 до т.6	длина 31 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
6	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.6 до т.7	длина 6 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
7	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.7 до ТУ19	длина 21 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
8	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ19 до ТУ20	длина 40 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
9	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ20 до т.8	длина 41 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.

Продолжение табл.7.3.

1	2	3	4
10	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.8 до т.9	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
11	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.9 до ТУ21	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
12	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ21 до ГУ Спец.школа	длина 10 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	2020 г.
13	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ18 до ТУ22	длина 19 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	2020 г.
14	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до Ж/дом №6 (1 мкр.)	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	2020 г.
15	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ18 до ТУ23	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2020 г.
16	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до ТУ24	длина 16 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2020 г.
17	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ24 до ТУ25	длина 62 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	2020 г.
18	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ25 до ТУ26	длина 54 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	2020 г.
19	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ7 до ТУ16	длина 146 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2020 г.
20	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10 до ТУ12	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2021 г.
21	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	2021 г.
22	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ТУ14	длина 59 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду70, изоляция ППУ	2021 г.
23	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ТУ15	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ	2021 г.
24	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до т.3	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	2021 г.
25	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до Ж/дом №23 (1 мкр.)	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	2021 г.

Продолжение табл.7.3.

1	2	3	4
26	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ47 до ТУ48	длина 11 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2021 г.
27	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ48 до ТУ49	длина 34 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2021 г.
28	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до ТУ35	длина 67 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2021 г.
29	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ35 до ТУ36	длина 74 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	2021 г.
30	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10 до ТУ10а	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2024 г.
31	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10а до ТУ10'	длина 27 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2024 г.
32	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10' до т.1	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2024 г.
33	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.1 до т.2	длина 11 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2024 г.
34	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.2 до ТУ11	длина 91 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	2024 г.
СЦТ от котельной №2			
35	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ТУ3	длина 65 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	2021 г.
36	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до ТУ5	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	2021 г.
37	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ТУ7	длина 65 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	2021 г.
38	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ10	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	2023 г.
39	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ12	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	2023 г.
40	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	2023 г.
41	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ30 до ТУ31	длина 13 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	2022 г.

Продолжение табл.7.3.

1	2	3	4
42	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ31 до ТУ32	длина 30 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	2022 г.
43	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ32 до ТУ33	длина 7 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	2022 г.
44	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до отпай на д/с "Колосок"	длина 70 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	2022 г.
45	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41 до ТУ41а	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2022 г.
46	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41а до ТУ41б	длина 25 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2022 г.
47	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41б до ТУ42	длина 140 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2022 г.
48	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ42 до ТУ43	длина 24 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2022 г.
49	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41 до ТУ47	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2022 г.
50	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ47 до Школа №8	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	2022 г.

Таблица 7.4 – Финансовые потребности для реализации проекта №2 в ценах 2018 г.

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7	8
СЦТ от котельной №1							
1	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от Котельной №1 до Д/С Теремок	длина 110 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	1526,76	Реконструкция	надземная	110	70
2	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ2 до т.5	длина 5 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	90,72	Реконструкция	подземная	5	150
3	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.5 до ТУ17	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	308,44	Реконструкция	подземная	17	150
4	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ17 до ТУ18	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППУ	826,01	Реконструкция	подземная	60	125
5	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ18 до т.6	длина 31 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	452,33	Реконструкция	надземная	31	100
6	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.6 до т.7	длина 6 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	74,86	Реконструкция	подземная	6	100
7	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.7 до ТУ19	длина 21 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	306,42	Реконструкция	надземная	21	100
8	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ19 до ТУ20	длина 40 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	583,66	Реконструкция	надземная	40	100

Продолжение табл. 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ20 до т.8	длина 41 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	511,58	Реконструкция	подземная	41	100
10	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.8 до т.9	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	162,21	Реконструкция	подземная	13	100
11	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.9 до ТУ21	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	149,73	Реконструкция	подземная	12	100
12	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ21 до ГУ Спец.школа	длина 10 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	124,77	Реконструкция	подземная	10	100
13	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ18 до ТУ22	длина 19 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	213,76	Реконструкция	подземная	19	50
14	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до Ж/дом №6 (1 мкр.)	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	675,03	Реконструкция	подземная	60	50
15	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ18 до ТУ23	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	225,01	Реконструкция	подземная	20	70
16	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до ТУ24	длина 16 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	180,01	Реконструкция	подземная	16	70
17	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ24 до ТУ25	длина 62 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	697,53	Реконструкция	подземная	62	50
18	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ25 до ТУ26	длина 54 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	607,52	Реконструкция	подземная	54	50

Продолжение табл. 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ7 до ТУ16	длина 146 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	1642,56	Реконструкция	подземная	146	70
20	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10 до ТУ12	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	212,12	Реконструкция	подземная	17	100
21	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	900,03	Реконструкция	подземная	80	80
22	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ТУ14	длина 59 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду70, изоляция ППУ	663,78	Реконструкция	подземная	59	70
23	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ТУ15	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ	506,27	Реконструкция	подземная	45	50
24	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до т.3	длина 60 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	675,03	Реконструкция	подземная	60	50
25	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до Ж/дом №23 (1 мкр.)	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	562,52	Реконструкция	подземная	50	50
26	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ47 до ТУ48	длина 11 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	123,75	Реконструкция	подземная	11	70
27	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ48 до ТУ49	длина 34 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	382,51	Реконструкция	подземная	34	70
28	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до ТУ35	длина 67 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	977,63	Реконструкция	надземная	67	100

Продолжение табл. 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
29	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ35 до ТУ36	длина 74 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	1027,09	Реконструкция	надземная	74	80
30	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10 до ТУ10а	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	217,72	Реконструкция	подземная	12	150
31	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10а до ТУ10'	длина 27 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	489,88	Реконструкция	подземная	27	150
32	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТУ10' до т.1	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	544,31	Реконструкция	подземная	30	150
33	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.1 до т.2	длина 11 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	199,58	Реконструкция	подземная	11	150
34	Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от т.2 до ТУ11	длина 91 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду150, изоляция ППУ	1651,07	Реконструкция	подземная	91	150
СЦТ от котельной №2							
35	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ТУ3	длина 65 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1056,40	Реконструкция	надземная	65	150
36	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до ТУ5	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	812,61	Реконструкция	надземная	50	150
37	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ТУ7	длина 65 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1056,40	Реконструкция	надземная	65	150
38	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ10	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	693,98	Реконструкция	надземная	50	50

Продолжение табл. 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
39	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ12	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	693,98	Реконструкция	надземная	50	50
40	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППУ	471,91	Реконструкция	надземная	34	50
41	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ30 до ТУ31	длина 13 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	180,44	Реконструкция	надземная	13	80
42	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ31 до ТУ32	длина 30 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	416,39	Реконструкция	надземная	30	80
43	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ32 до ТУ33	длина 7 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	97,16	Реконструкция	надземная	7	80
44	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до отпай на д/с "Колосок"	длина 70 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	787,53	Реконструкция	подземная	70	50
45	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41 до ТУ41а	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	162,21	Реконструкция	подземная	13	100
46	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41а до ТУ41б	длина 25 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	311,94	Реконструкция	подземная	25	100
47	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41б до ТУ42	длина 140 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1746,84	Реконструкция	подземная	140	100
48	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ42 до ТУ43	длина 24 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	299,46	Реконструкция	подземная	24	100

Продолжение табл. 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
49	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ41 до ТУ47	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	562,52	Реконструкция	подземная	50	70
50	Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ47 до Школа №8	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	506,27	Реконструкция	подземная	45	70
	Итого по проекту		28348,23			2142	

7.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты №1 и №2 практически за период 2020-2025 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на период 2021-2028 г.г. разработаны проекты по реконструкции данных тепловых сетей. Участки и их характеристики представлены в табл. 7.5, 7.6.

Согласно таблице 7.5 протяженность магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 2406 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 14233 м. Капитальные вложения составят 39418,87 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 24293,54 тыс. руб. с НДС.

Согласно таблице 7.6 протяженность вводных участков тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 849 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 721 м. Капитальные вложения составят 9551,62 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 8111,56 тыс. руб. с НДС.

Таблица 7.5 – Реестр мероприятий проекта №3 развития тепловых сетей г.п. Ардатов

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
СЦТ от котельной №1			
1	Реконструкция участка тепловой сети Котельной №1 - ТУ1	длина 37 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	2024 г.
2	Реконструкция участка тепловой сети ТУ1 - ТУ2 - ТУ3 - ТУ4	длина 80 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	2024 г.
3	Реконструкция участка тепловой сети ТУ4 - ТУ5 - ТУ6 - ТУ7 - ТУ8 - ТУ9 - ТУ10	длина 172 м, надземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	2024 г.
4	Реконструкция участка тепловой сети ТУ10' - т.1 - т.2 - ТУ11	длина 132 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	2025 г.
5	Реконструкция участка тепловой сети ТУ1 - ТУ27 - ТУ28 - ТУ30	длина 274 м, надземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	2025 г.
6	Реконструкция участка тепловой сети ТУ28 - ТУ44 - ТУ45 - ТУ46 - ТУ47	длина 113 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2026 г.
7	Реконструкция участка тепловой сети ТУ30 - ТУ31 - ТУ32 - ТУ34	длина 230 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	2026 г.
8	Реконструкция участка тепловой сети ТУ35 - ТУ Сред. Школа	длина 385 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2027 г.
СЦТ от котельной №2			
9	Реконструкция участка тепловой сети ТУ7 - ТУ8 - т.3 (ЦРБ)	длина 371 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	2021 г.
10	Реконструкция участка тепловой сети Котельная - ТУ18 - ТУ20 - ТУ22 - ТУ35 - ТУ36 - ТУ37	длина 176 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	2022 г.
11	Реконструкция участка тепловой сети ТУ37 - ТУ39	длина 60 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2023 г.
12	Реконструкция участка тепловой сети ТУ43 - ТУ44	длина 90 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2024 г.
13	Реконструкция участка тепловой сети ТУ22 - ТУ30	длина 286 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2022 г.

Таблица 7.6 – Реестр мероприятий проекта №4 развития тепловых сетей г.п. Ардатов

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Период ре- конструкции
1	2	3	4
СЦТ от котельной №1			
1	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ3 - ж/дом №36	длина 2 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2024 г.
2	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ4 - ж/дом №7, 8	длина 72 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2024 г.
3	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ5 - ж/дом №35	длина 5 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2024 г.
4	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ6 - ж/дом №34	длина 8 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
5	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ8 - ж/дом №33	длина 8 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
6	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ9 - ж/дом №31	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
7	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ10' - ж/дом №32	длина 6 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
8	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ13 - ж/дом №28	длина 15 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
9	Реконструкция вводного участка тепловой сети т.5 - ж/дом №10	длина 15 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
10	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ17 - ж/дом №9	длина 22 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
11	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ22 - ж/дом №5	длина 9 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
12	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ23 - ж/дом №4	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
13	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ25 - ж/дом №2	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
14	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ26 - ж/дом №13	длина 65 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2026 г.
15	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ47 - ж/дом №17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
16	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ47 - ж/дом №18	длина 16 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
17	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ29 - ж/дом №41	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
18	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ41 - ж/дом №3	длина 93 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	2025 г.

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4
19	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ36 - ул. Посникова, №7, 5, 3, 1	длина 250 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2025 г.
20	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ул. Посникова, №11, 9	длина 55 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2021 г.
СЦТ от котельной №2			
21	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ж/д ул. №84, 80	длина 8 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2021 г.
22	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ж/д ул. №133, 158, 140, 120 и т.д.	длина 120 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2021 г.

Таблица 7.7 – Финансовые потребности для реализации проекта №3 в ценах 2018 г.

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Итого стои- мость по рас- четам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм
1	2	3	4	5		6	7
СЦТ от котельной №1							
1	Реконструкция участка тепловой сети Котельной №1 - ТУ1	длина 37 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	845,90	Рекон- струкция	надзем ная	37	250
2	Реконструкция участка тепловой сети ТУ1 - ТУ2 - ТУ3 - ТУ4	длина 80 м, надземная 2-х трубная, Ду250, изоляция ППУ	1828,96	Рекон- струкция	надзем ная	80	250
3	Реконструкция участка тепловой сети ТУ4 - ТУ5 - ТУ6 - ТУ7 - ТУ8 - ТУ9 - ТУ10	длина 172 м, надземная 2-х труб- ная, Ду200, изоляция ППУ	3266,00	Рекон- струкция	надзем ная	172	200
4	Реконструкция участка тепловой сети ТУ10' - т.1 - т.2 - ТУ11	длина 132 м, надземная 2-х труб- ная, Ду150, изоляция ППУ	2145,30	Рекон- струкция	надзем ная	132	150
5	Реконструкция участка тепловой сети ТУ1 - ТУ27 - ТУ28 - ТУ30	длина 274 м, надземная 2-х труб- ная, Ду200, изоляция ППУ	5202,82	Рекон- струкция	надзем ная	274	200
6	Реконструкция участка тепловой сети ТУ28 - ТУ44 - ТУ45 - ТУ46 - ТУ47	длина 113 м, надземная 2-х труб- ная, Ду100, изоляция ППУ	1648,83	Рекон- струкция	надзем ная	113	100
7	Реконструкция участка тепловой сети ТУ30 - ТУ31 - ТУ32 - ТУ34	длина 230 м, надземная 2-х труб- ная, Ду150, изоляция ППУ	3738,03	Рекон- струкция	надзем ная	230	150
8	Реконструкция участка тепловой сети ТУ35 - ТУ Сред. Школа	длина 385 м, надземная 2-х труб- ная, Ду100, изоляция ППУ	5617,70	Рекон- струкция	надзем ная	385	100
СЦТ от котельной №2							
9	Реконструкция участка тепловой сети ТУ7 - ТУ8 - т.3 (ЦРБ)	длина 371 м, надземная 2-х труб- ная, Ду150, изоляция ППУ	6029,60	Рекон- струкция	надзем ная	371	150

Продолжение табл. 7.7

1	2	3	4	5		6	7
10	Реконструкция участка тепловой сети Котельная - ТУ18 - ТУ20 - ТУ22 - ТУ35 - ТУ36 - ТУ37	длина 176 м, надземная 2-х труб- ная, Ду150, изоляция ППУ	2860,40	Рекон- струкция	надзем ная	176	150
11	Реконструкция участка тепловой сети ТУ37 - ТУ39	длина 60 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	748,65	Рекон- струкция	под- земная	60	100
12	Реконструкция участка тепловой сети ТУ43 - ТУ44	длина 90 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	1313,23	Рекон- струкция	надзем ная	90	100
13	Реконструкция участка тепловой сети ТУ22 - ТУ30	длина 286 м, надземная 2-х труб- ная, Ду100, изоляция ППУ	4173,15	Рекон- струкция	надзем ная	286	100
	Итого по проекту		39418,57			2406	

Таблица 7.8 – Финансовые потребности для реализации проекта №4 в ценах 2018 г.

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Итого сто- имость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм
1	2	3	4	5		6	7
СЦТ от котельной №1							
1	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ3 - ж/дом №36	длина 2 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	22,50	Рекон- струкция	под- земная	2	50
2	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ4 - ж/дом №7, 8	длина 72 м, подземная 2-х труб- ная, Ду50, изоляция ППУ	810,03	Рекон- струкция	под- земная	72	50
3	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ5 - ж/дом №35	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	56,25	Рекон- струкция	под- земная	5	50
4	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ6 - ж/дом №34	длина 8 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	90,00	Рекон- струкция	под- земная	8	50
5	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ8 - ж/дом №33	длина 8 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	90,00	Рекон- струкция	под- земная	8	50
6	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ9 - ж/дом №31	длина 10 м, подземная 2-х труб- ная, Ду50, изоляция ППУ	112,50	Рекон- струкция	под- земная	10	50
7	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ10' - ж/дом №32	длина 6 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	67,50	Рекон- струкция	под- земная	6	50
8	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ13 - ж/дом №28	длина 15 м, подземная 2-х труб- ная, Ду50, изоляция ППУ	168,76	Рекон- струкция	под- земная	15	50
9	Реконструкция вводного участка тепловой сети т.5 - ж/дом №10	длина 15 м, подземная 2-х труб- ная, Ду50, изоляция ППУ	168,76	Рекон- струкция	под- земная	15	50
10	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ17 - ж/дом №9	длина 22 м, подземная 2-х труб- ная, Ду50, изоляция ППУ	247,51	Рекон- струкция	под- земная	22	50

Продолжение табл. 7.8

1	2	3	4	5		6	7
11	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ22 - ж/дом №5	длина 9 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	101,25	Реконструкция	подземная	9	50
12	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ23 - ж/дом №4	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	112,50	Реконструкция	подземная	10	50
13	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ25 - ж/дом №2	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	112,50	Реконструкция	подземная	10	50
14	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ26 - ж/дом №13	длина 65 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	731,28	Реконструкция	подземная	65	50
15	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ47 - ж/дом №17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	337,51	Реконструкция	подземная	30	50
16	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ47 - ж/дом №18	длина 16 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	180,01	Реконструкция	подземная	16	50
17	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ29 - ж/дом №41	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	225,01	Реконструкция	подземная	20	50
18	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ41 - ж/дом №3	длина 93 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	1046,29	Реконструкция	подземная	93	50
19	Реконструкция вводного участка тепловой сети ТУ36 - ул. Посникова, №7, 5, 3, 1	длина 250 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	2812,61	Реконструкция	подземная	250	50
20	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ул. Посникова, №11, 9	длина 55 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	618,77	Реконструкция	подземная	55	50
СЦТ от котельной №2							
22	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ж/д ул. №84, 80	длина 8 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	90,00	Реконструкция	подземная	8	50
23	Реконструкция вводного участка тепловой сети до ж/д ул. №133, 158, 140, 120 и т.д.	длина 120 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	1350,05	Реконструкция	подземная	120	50
	Итого по проекту		9551,62			849	

7.5 Строительство сети ГВС и установка в здание котельной №1 оборудования ЦТП

В отдельном проекте на период 2020-2023 г.г. представлены объемы работ по строительству сетей ГВС и установке (монтаж) в здание котельной оборудования ЦТП. Характеристики участков сети ГВС представлены в табл. 7.9, согласно которой общая протяженность составляет 451 м в двухтрубном исполнении. Капитальные вложения составят 5350,64 тыс. руб. с НДС. Установка оборудования центрального теплового пункта в здание котельной предусматривает проведение работ: проектирование, закупка оборудования, монтаж и пуско-наладка. Приблизительная стоимость данных работ и оборудования составит 2400,0 тыс. руб. Общая стоимость проекта составит 7750,64 тыс. руб. с НДС.

Таблица 7.9 – Реестр участков сети ГВС проекта №4 г.п. Ардатов

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
СЦТ от котельной №1			
1	Строительство магистрального участка теплосети ГВС Котельная - ТК - Д/сад Теремок	длина 110 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	2021 г.
2	Строительство магистрального участка теплосети ГВС ТК - ТК1 - Д/сад	длина 271 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	2021 г.
3	Строительство магистрального участка теплосети ГВС ТК1 - Бос-сейн	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	2021 г.

Таблица 7.10 – Финансовые потребности для строительства сети ГВС проекта №4 в ценах 2018 г.

№ п/п	Мероприятия	Характеристики	Итого стои- мость по рас- четам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм
СЦТ от котельной №1							
1	Строительство магистрального участка теплосети ГВС Котельная - ТК - Д/сад Теремок	длина 110 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	1305,03	Новое строи- тельство	подзем- ная	110,0	100/50
2	Строительство магистрального участка теплосети ГВС ТК - ТК1 - Д/сад	длина 271 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	3215,13	Новое строи- тельство	подзем- ная	271,0	100/50
3	Строительство магистрального участка теплосети ГВС ТК1 - Боссейн	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	830,48	Новое строи- тельство	подзем- ная	70,0	100/50
	Итого по проекту		5350,64			451,0	

8 Топливные балансы

8.1 Общие положения

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии подпунктом 6 пункта 3 и пунктом 23 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки в соответствии с пунктом 23 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, на хозяйственные нужды предприятий;
- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;
- определены виды топлива, обеспечивающие выработку необходимой тепловой энергии;
- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

Перспективное топливопотребление было рассчитано для варианта развития системы теплоснабжения г.п. Ардатов выбранного в качестве рекомендованного варианта развития системы теплоснабжения.

Для расчета выработки тепловой энергии, потребления топлива на котельных МУП «Ардатовтеплосеть» были приняты следующие условия:

- Перспективная выработка тепловой энергии рассчитывалась для каждой группы разнотипных котлоагрегатов установленных в котельных предпочтение в первоочередности загрузки отдается котлу с наибольшим КПД на наименьшем диапазоне загрузки (по режимной карте).
- Регулирование котлоагрегатов будет осуществляться по графику качественного регулирования;
- Для расчета перспективного отпуска тепловой энергии принимались значения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии.

Перспективный УРУТ на выработку тепловой энергии на существующем оборудовании принимался в соответствии с существующими фактическими УРУТ на выработку тепловой энергии; УРУТ на выработку тепловой энергии для вновь вводимого оборудования принимался в соответствии номинальными характеристиками этого оборудования при работе на конкретном виде топлива.

8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным МУП «Ардатовтеплосеть»

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельных г.п. Ардатов рассматривался вариант обеспечения тепловой нагрузки от эффективных, ближайших существующих котельных с наилучшими показателями работы (в частности – удельный расход топлива на отпуск тепла) или строительство новых котельных.

Прогнозы по отпускаемой тепловой энергии и топливопотреблению рассматривались по котельным, задействованным в схеме теплоснабжения, со следующим допущением: отпуск тепловой энергии ведомственными котельными остаётся на уровне базового года, а приросты нагрузки обеспечиваются источниками г.п. Ардатов или строительством новых современных котельных. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено на рис.8.1 и в табл. 8.1.

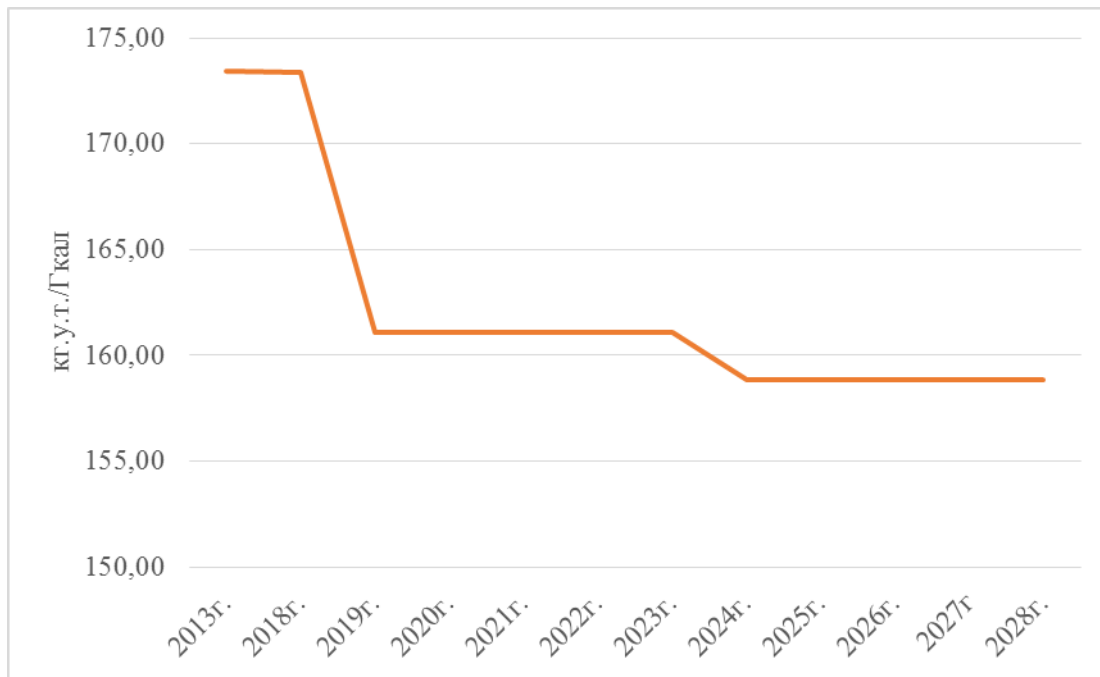


Рисунок 8.1-Динамика НУР топлива на период 2013,2018-2028 г.г.

Таблица 8.1 – Перспективные плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2013г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г	2027г	2028г
Зона действия котельной №1													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	9218,19	9185,55	9703,67	9703,67	9703,67	9703,67	9703,67	10965,19	10965,19	10965,19	10965,19	10965,19
НУР топлива	кг.у.т./Гкал	168,97	168,93	164,82	164,82	164,82	164,82	164,82	160,25	160,25	160,25	160,25	160,25
Зона действия котельной №2													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	9148,82	9125,18	8369,69	8369,69	8369,69	8369,69	8369,69	7895,34	7895,34	7895,34	7895,34	7895,34
НУР топлива	кг у.т./Гкал	177,91	177,90	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,86	156,86	156,86	156,86	156,86

Таблица 8.2 – Прогнозное потребление топлива теплоисточниками г.п. Ардатов

Энергоисточники	2013 г.			2018 г.			2019-2023 г.г.			2024-2028 г.г.		
	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на от- пуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на от- пуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на от- пуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на от- пуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива, тыс.т.у.т.
Котельные МУП "Ардатовтеплосеть"	18367,01	3,19	3,19	18310,73	3,18	3,18	18073,36	2,91	2,91	18860,53	3,00	3,00

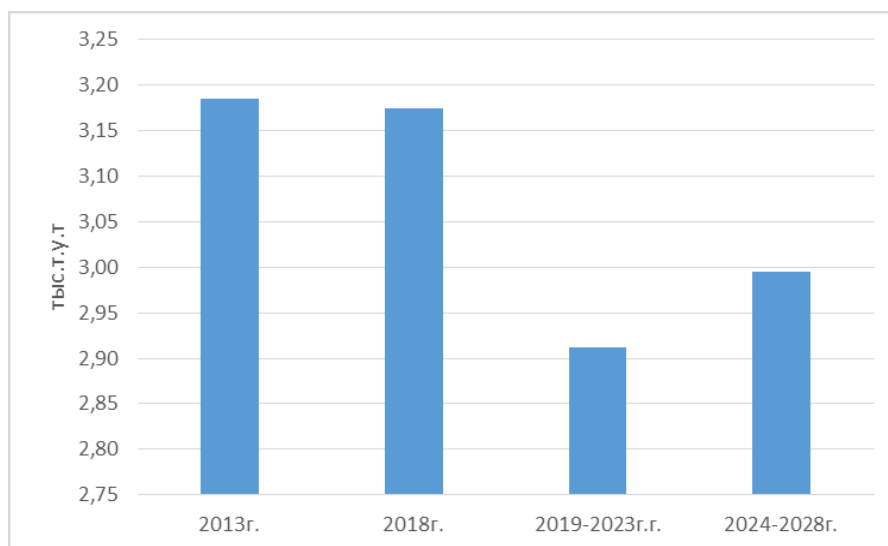


Рисунок 8.2 – Прогнозное потребление топлива основными теплоисточниками г.п. Чамзинка

Прирост и снижение потребления топлива по отношению к уровню 2018 года составит:

- к 2018 году – произойдет увеличение валового расхода топлива, на 0,01 тыс. т.у.т.;
- к 2023 году – увеличение валового расхода топлива, на 0,26 тыс. т.у.т. относительно 2018г.;
- к 2028 году – произойдет незначительное увеличение валового расхода топлива на 0,08 тыс.т.у.т.;

Таким образом, наибольшее снижение потребления топлива за период 2018-2028 г.г. ожидается в периоде 2019-2023 г.г. и связано с вводом в эксплуатацию БМК.

9 Оценка надежности системы теплоснабжения

9.1 Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатываются в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_g принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;

- промышленных зданий до 8 °С.

9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых объектов

9.2.1 Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность - свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

- Безотказность - свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

- Долговечность - свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

- Ремонтпригодность - свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

- Исправное состояние - состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неисправное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Работоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

- Предельное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

- Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

- Дефект - по ГОСТ 15467;

- Повреждение - событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

- Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

- Критерий отказа - признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети - событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

- отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствия его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения

9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

В соответствии со СНиП 41-02-2003 расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «б.28») для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков тепловых сетей, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- λ_0 средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов
- участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t} \quad (9.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_i - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1}, \quad (9.2)$$

где τ - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ - возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_0 - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot \text{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot \text{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot \text{при} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.3)$$

На рис. 9.1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

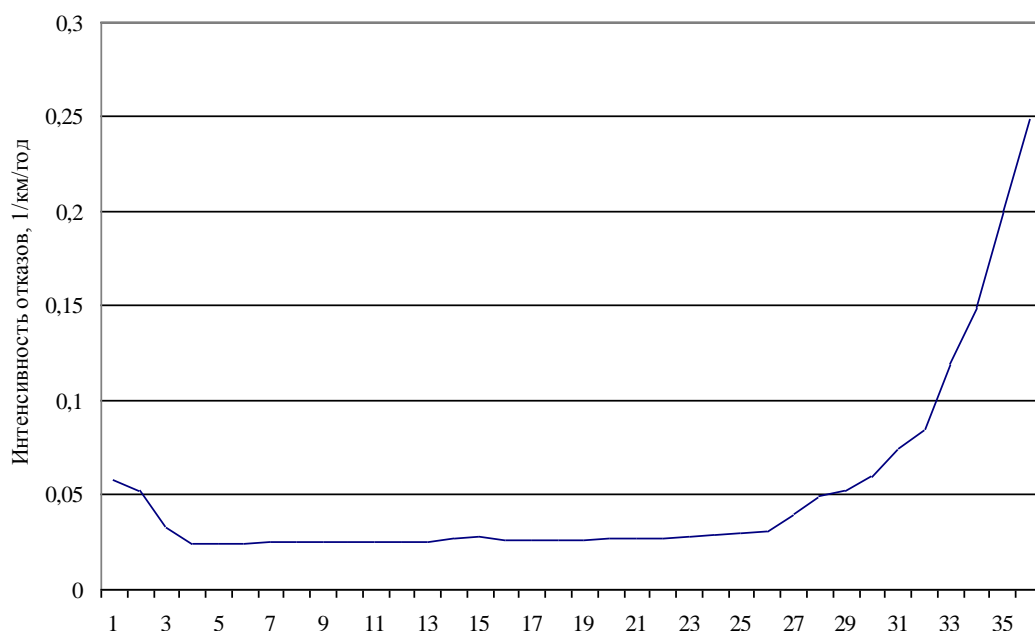


Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения

тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\theta} = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_{\theta} - t_n - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)}, \quad (9.4)$$

где t_{θ} – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

z – время отсчитываемое после начала исходного события, ч; t'_{θ} – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_n – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(чх°С); β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \left(\frac{t_{\theta} - t_n}{t_{\theta,a} - t_n} \right), \quad (9.5)$$

где $t_{\theta,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для г.п. Ардатов при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов.

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{c,3})D^{1.2}], \quad (9.6)$$

где, a, b, c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

$l_{c,3}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по уравнению 9.5 вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 9.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (см. уравнение 9.6) и поток отказов (см. уравнение 9.7.) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}}, \quad (9.7)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}, \quad (9.8)$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (9.9)$$

9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием - приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах (например, «Теплограф», «Zulu») эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 2.2.1. По результатам расчетов определяются:

вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n P_i, \quad (9.10)$$

вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n P_i, \quad (9.11)$$

параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,k}, \quad (9.12)$$

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}p.ej} = 1 / \omega_{ej}, \quad (9.13)$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{\bar{w}c.ej} = q_{ej} / \omega_{ej}, \quad (9.14)$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} \times \bar{T}_{\bar{w}c.ej}, \quad (9.15)$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных:

вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$p_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m q_{ej}, \quad (9.16)$$

вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

$$q_{ek} = \prod_{j=1}^m q_{ej}, \quad (9.17)$$

параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej}, \quad (9.18)$$

среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}p.ek} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej} \right]^{-1}, \quad (9.19)$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{T}_{\bar{w}c.ek} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \bar{T}_{ej}}{\left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej} \right]}, \quad (9.20)$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{ Гкал} \quad (9.21)$$

где, \bar{Q}_{np} - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

T_{on} - продолжительность отопительного периода, час;

q_{mn} - вероятность отказа теплопровода.

9.2.3 Результаты расчетов

Как было показано выше, реконструкция тепловых сетей в связи с истощением физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходима для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. К 2013 году эксплуатационная надежность тепловых сетей г.п. Ардатов в целом обеспечивалась за счет напряженной работы МУП «Ардатовтеплосеть» по текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

Проведенный расчет надежности по некоторым путям магистральных теплопроводов показал результат ВБР, не превышающий 0,3, а на некоторых и менее (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным истощением физического ресурса тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 20 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие пять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия удвоится, и справиться с их своевременным устранением МУП «Ардатовтеплосеть» будет практически невозможно.

9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Ардатов на отопительный период 2018 года

9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети

9.3.1.1 Общие положения

Вероятности безотказной работы на не резервируемых участках тепловой сети в модели первого уровня рассчитываются относительно тепловых камер, в которых к магистральным теплопроводам присоединены ответвления, обеспечивающие передачу тепловой энергии от магистральных теплопроводов г.п. Ардатов.

Вероятности безотказной работы рассчитываются для всех магистральных теплопроводов (как не резервируемых теплопроводов), реестр которых установлен в электронной модели теплоснабжения г.п. Ардатов.

9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям

По варианту развития зоны действия теплоисточников г.п. Ардатов, при условии реализации предлагаемых мероприятий по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей надежности, к концу рассматриваемого периода показатели вероятности безотказной работы потребителей будет соответствовать нормативной величине, требуемой в СНиП 41-02-2003.

С учетом представленных выше результатов расчетов была сформирована программа по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей вероятности безотказной работы потребителей до нормативной величины, требуемой в СНиП 41 -02-2003. Капитальные затраты на осуществление рекомендуемых мероприятий в ценах 2008 г. были оценены в соответствии методикой, приведенной в разделе. «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них».

10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

10.1. Общие положения

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требованиям к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей на каждом этапе;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

10.2. Нормативно-методическая база для проведения расчетов

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

«Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;

«Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономики РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.;

«Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г.;

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

«Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;

«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года (версия 2010 г.)», ЗАО «АПБЭ», 2010 г.;

«Коммерческая оценка инвестиционных проектов» (основные положения методики), Альт-Инвест, редакция 5.01 ноябрь 2004 г.

10.3. Макроэкономические параметры

10.3.1. Сроки реализации

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2013 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы - 2028 г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимался 30 лет.

10.3.2. Основные подходы к расчету экономической эффективности

При оценке экономической эффективности вариантов Схемы были сформированы инвестиционные проекты для строительства тепловых сетей и реконструкции котельных г.п. Ардатов.

Оценка инвестиционных проектов на действующих предприятиях проводилась на основе «Приростного» метода построения финансовой модели. Данный метод основан на анализе только изменений (приращений), которые вносит проект в показатели деятельности организаций.

Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов: темпы капитальных вложений, режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объёмы товарной продукции (объёмы продаж), уровни прогнозных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию.

Экономическая эффективность вариантов Схемы теплоснабжения определялась по каждому инвестиционному проекту приведенным к 2018 году будущим доходом от реализации прироста объёма продукции, за вычетом всех сопутствующих производственных и инвестиционных затрат.

10.3.2.1. Потребность в инвестициях и источники финансирования

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

В качестве источника финансирования проектов по согласованию с организацией предусматривается плата за технологическое подключение, ремонтный фонд в тарифе, надбавка к тарифу, амортизационные отчисления.

Капитальные вложения по вариантам Схемы определены в сметных ценах 2018 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС.

10.3.2.2. Программа производства и реализации

Программа производства включает в себя:

- по существующим котельным - прирост производства тепловой энергии;
- по существующим и строящимся тепловым сетям - прирост объёма передаваемой тепловой энергии.

При определении платы за подключение к теплосетям по вариантам Схемы учитывались следующие параметры:

- капвложения в теплосетевое хозяйство на каждый расчётный период;
- прирост тепловой нагрузки на теплоисточниках, отпускающих тепло в тепловые сети по которым планируются мероприятия.

10.3.2.3. Производственные издержки по теплоисточникам

В расчётах по теплоисточникам приняты следующие производственные издержки (приросты издержек):

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1 января 2002 г.;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (ремонтный фонд);
- прочие затраты (только для вновь строящихся теплоисточников).

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались полные производственные издержки, описанные выше, а для существующих объектов теплоснабжения - только дополнительные переменные издержки (топливо), а также издержки, связанные с новыми капиталовложениями в проект (затраты на ремонт и амортизационные отчисления).

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены. Определение годового расхода топлива по теплоисточникам приведено в Обосновывающих материалах к актуализированной схеме теплоснабжения г.п. Ардатов до 2028 г.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» для объектов со сроком службы более 20 лет производится по линейному методу.

Для распределения ремонтного фонда по годам эксплуатации теплоисточников принимался метод Усреднённых затрат через ежегодные отчисления в ремонтный фонд.

Определение затрат на ремонты теплосетей (ТС) и насосных станций (ПНС) осуществлялось в соответствии с СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций".

10.3.2.4. Производственные издержки по тепловым сетям

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;

- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;

- затраты на ремонт;

- затраты на перекачку теплоносителя (электроэнергию);

- затраты на компенсацию потерь тепла в тепловой сети;

- прочие затраты.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» производится по линейному методу.

10.3.2.5. Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения г.п. Ардатов на период до 2028 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций: чистой приведённой стоимости (NPV); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала проекта); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала капиталовложений); период окупаемости; индекс доходности (ИД).

Эффективность рассматриваемого инвестиционного проекта характеризуется выше приведённой системой показателей, представляется соотношением затрат и результатов.

10.4. Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, прописанных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

10.4.1. Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п. Ардатов

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятия, прописанного в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

Капитальные вложения в техническое перевооружение источников тепловой энергии, котельных (№1, 2) г.п. Ардатов представлен в таблице 10.1. Общая потребность в финансировании проектов составляет 19997,5 тыс. руб. с НДС.

Таблица 10.1 – Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельной №1 и №2 г.п. Ардатов

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс. руб., с НДС
1. СЦТ от котельной №1	Демонтаж котла КСВ-1,86 и установка котла RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC.	2020-2021 г.г.	3029,76
2. СЦТ от котельной №2	Установка БМК 6МВт с котлами RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC.	2020-2021 г.г.	13938,0
Итого с 2019-2023 г.г.			16967,8
1. СЦТ от котельной №1	Демонтаж котла КСВ-1,86 и установка котла RS-D 2000 с горелкой Ecoflam BLU 3000.1 PRE TC.	2025г.	3029,76
Итого с 2024-2028 г.г.			3029,76
Всего			19997,5

10.4.2. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в табл. 10.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2018 г. с учета НДС составляет 88552,55 тыс. руб.

Таблица 10.2 – Финансовые потребности в реализацию проектов по развитию системы теплоснабжения части тепловых сетей (тыс. руб. с учетом НДС в ценах 2018 г.)

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2018 г., с НДС, тыс. руб.
1. Подключение перспективной нагрузка г.п. Ардатов (детского сада и бассейна).	2019-2023 г.г.	3483,49
2. Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов	2020-2024 г.г.	28348,23
3. Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	2021-2027 г.г.	48970,19
4. Строительство сети ГВС и установка в здание котельной №1 оборудования ЦТП	2020-2021 г.г.	7750,64
Итого		88552,55

Таблица 10.3 – Стоимость проектов развития схемы теплоснабжения, тыс. руб. с НДС

Наименования источника финансирования	Источники (котельные)		Тепловые сети	
	для существующей нагрузки	для перспективной	для существующей нагрузки	для перспективной
1. Надбавка к тарифу				7750,64
2. Плата за подключение		3029,76		3483,49
3. Амортизационные отчисления		3029,76	48970,19	
4. Ремонтный фонд в тарифе				
5. Собственные средства ТСО	13938,0		28348,23	

11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации

11.1 Общие положения

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии со ст.2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Для городов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более единая теплоснабжающая организация утверждается уполномоченным федеральным органом власти (Министерство энергетики РФ).

В соответствии с пунктом 4 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в схеме теплоснабжения должен быть разработан раздел, содержащий обоснования решения по определению единой теплоснабжающей организации, который должен содержать обоснование соответствия предлагаемой к определению в качестве единой теплоснабжающей организации критериям единой теплоснабжающей организации, установленным в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации (пункт 40 ПП РФ № 154 от 22.02.2012).

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Рабочая тепловая мощность в соответствии с ПП РФ №808 - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Емкость тепловых сетей в соответствии с тем же постановлением -произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ в схеме теплоснабжения разрабатываются:

- реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах поселения, городского округа;
- реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предлагаемых к строительству) источников тепловой энергии;
- реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения.

11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Ардатов

В схеме теплоснабжения установлены следующие зоны действия изолированных систем теплоснабжения (см. раздел «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»).

Тепловые сети в рассматриваемых зонах деятельности на территории предприятий находятся в собственности соответствующих организаций; по г.п. Ардатов в хозяйственном ведении МУП «Ардатовтеплосеть». Перспективные зоны деятельности котельных №1 и №2 сохраняются до 2028 года в основном в границах, действующих на 01.01.2013 г.

11.3 Выводы

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч.2 ст.4 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации).

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

12 Воздействие на окружающую среду

12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)

12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере

Г.п. Ардатов расположен на северо-востоке Республики Мордовия, в Ардатовском районе. Ардатовский район граничит с территорией Республики [Чувашия](#) и [Нижегородской области](#). С запада на восток район пересекает река [Алатырь](#). Левый берег реки занимают заболоченные участки и леса, земли правого берега больше вовлечены в сельскохозяйственный оборот.

Г.п. Ардатов находится в 119 километрах от столицы Республики Мордовия — города [Саранска](#).

Климат г.п. Ардатов умеренно континентальный, с теплым летом и умеренно суровой зимой. Среднегодовая температура воздуха изменяется от +3,5 °С до +4,0 °С. Средняя температура самого холодного месяца (января) изменяется в пределах от –11,5 °С до –12,3 °С, отмечаются понижения температуры до – 47 °С. Средняя температура самого теплого месяца (июля) от +18,9 °С до +19,8 °С, максимальная +37 °С.

Абсолютный максимум температур составляет +39°С, абсолютный минимум – 44 °С. Отрицательные температуры наблюдаются в течение пяти месяцев. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – 30°С, температура воздуха наиболее холодных суток –34 °С.

Максимальная из средних скоростей ветра зафиксирована по южному румбу в январе, и достигает 6,9 м/сек, минимальная – зафиксирована по северному румбу в июле и составляет 0 м/сек. Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха 8 °С или менее составляет 5,8 м/сек.

12.1.2 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения

Основными источниками теплоснабжения являются котельные МУП «Ардатовтеплосеть». Все котельные г.п. Ардатов работают на газе. Характеристика оборудования источников системы теплоснабжения г.п. Ардатов приведены в табл. 12.1.

Таблица 12.1 – Характеристики основного оборудования централизованных источников теплоснабжения с указанием типов котлоагрегатов.

№ п/п	Ведомственная принадлежность,	Наименование котельной, адрес,	Тип котельной	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час
1	МУП "Ардатовтеплосеть"	Котельная №1	отопительная	КВа-1,74	2006г.	6,40
				КВа-1,74	2006г.	
				КВа-1,74	2006г.	
				КВа-1,74	2006г.	
2	МУП "Ардатовтеплосеть"	Котельная №2	отопительная	КСВ-1,86	1994г.	9,00
				КСВ-1,86	1994г.	
				КСВ-1,86	1994г.	
				КСВ-1,86	1994г.	
				КСВ-1,86	1994г.	

В соответствии с п. 2.1. «Инструкции по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных» РД 153-34.0-02.303-98 нормированию подлежат выбросы загрязняющих веществ, содержащиеся в дымовых газах: диоксид азота; оксид азота; диоксид серы; зола твердого топлива; оксид углерода; мазутная зола.