



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «Мордовский государственный университет имени Н. П. Огарева»
430000 г. Саранск, ул. Большевистская, 68 тел.: 24-48-88

СОГЛАСОВАНО

Глава администрации
Комсомольского городского поселения

_____ А.А. Ульянов
« ____ » _____ 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

_____ П.В. Сенин
« ____ » _____ 2018 г.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.П. КОМСОМОЛЬСКИЙ
ДО 2028 ГОДА**

Руководитель
УНЦ «Мордовский центр энергосбережения» _____ А.П. Левцев

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 ...	9
1.1.3	Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	9
1.1.4	Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	9
1.2	Источники тепловой энергии	10
1.2.1	Общие положения.....	10
1.2.2	Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)	12
1.2.3	Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	14
1.2.4	Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	14
1.2.4.1	Потери тепловой энергии с продувочной водой.....	14
1.2.4.2	Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов	15
1.2.4.4	Расход тепловой энергии на отопление помещения котельной.....	15
1.2.4.6	Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды.....	16
1.2.4.7	Другие потери тепловой энергии	17
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	24
1.2.5.1	Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	25
1.2.5.2	Среднегодовая загрузка оборудования	25
1.2.5.3	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	26
1.2.5.4	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	26
1.2.5.5	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. Комсомольский.....	28
1.3.3	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	29
1.3.4	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	30
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.....	35
1.4.1.1	Зона котельной №3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	35
1.4.1.2	Зона действия котельной №4 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	36
1.4.1.3	Зона действия котельной №5 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	36
1.4.1.4	Зона действия котельной №6 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	36
1.4.1.5	Зона действия котельной №8 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	37
1.4.1.6	Зоны действия крышных котельных	38
1.4.1.7	Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных	38
1.4.1.8	Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения.....	38
1.4.2	Определение эффективного радиуса теплоснабжения	38
1.4.3	Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной	39
1.4.4	Схемы выдачи тепловой мощности котельных	40
1.4.5	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	42
1.4.6	Проектный и установленный топливный режим.....	43
1.5	Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	44

1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	44
1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	44
1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки на отопление при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	48
1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	61
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	62
1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2013 и 2017 г.	62
1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным.....	64
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии	65
1.7 Балансы теплоносителя	65
1.7.1 Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	65
1.7.2 Котельная №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	65
1.7.4 Котельная №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	66
1.7.5 Котельная №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	66
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	67
1.8.1 Топливный баланс котельной №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	67
1.8.2 Топливный баланс котельной №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	68
1.8.3 Топливный баланс котельной №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	69
1.8.4 Топливный баланс котельной №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	70
1.8.5 Топливный баланс котельной №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	71
1.8.6 Топливный баланс котельной ТП по ул. Садовая ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	72
1.8.7 Топливный баланс котельной ТП 2-го мкр. ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	72
1.8.8 Топливный баланс котельных г.п. Комсомольский	73
1.9 Техничко-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Комсомольский	74
1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	74
1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной ООО «ИнкомСистемы-Мордовия».....	74
1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	75
1.10 Тарифы в системе теплоснабжения	78
1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	78
2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	79
2.1 Общие положения.....	79
2.2 Прогноз перспективной застройки.....	79
3. Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Комсомольский	80
3.1. Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Комсомольский	80
3.2. Расчетные модули ГИС «ZULU»	80
3.2.1. Общие положения.....	80
3.2.2. ГИС «Zulu».....	80
3.2.3. Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»	81
3.2.3.1. Построение расчетной модели тепловой сети	81
3.2.3.2. Наладочный расчет тепловой сети.....	81
3.2.3.3. Поверочный расчет тепловой сети.....	82
3.2.3.4. Конструкторский расчет тепловой сети	82
3.2.3.5. Расчет требуемой температуры на источнике	82
3.2.3.6 Коммутационные задачи	83
3.2.3.7 Пьезометрический график	83
3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию	83

3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Комсомольский.....	83
3.4. Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Комсомольский.....	84
3.4.1. Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения....	84
3.4.2. Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения.....	85
3.4.3. Отладка и калибровка электронной модели.....	85
3.4.4. Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города.....	85
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	115
4.1 Общие положения.....	115
4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028 г. с выделением этапов в 2018-2023 г.г., 2024-2028 г.г. при развитии систем теплоснабжения	115
4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018-2023 г.г.	115
4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г.	116
4.2.4 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки	117
5 Перспективные балансы водоподготовительных установок.....	118
5.1 Общие положения.....	118
5.2 Перспективные объемы теплоносителя.....	118
5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети	121
5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети.....	121
6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	121
6.1 Общие положения.....	121
6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	122
6.2.1 Развитие источников теплоснабжения в период с 2018 до 2023 г.г.	122
6.2.2 Развитие источников теплоснабжения в период с 2024 до 2028 г.г.	122
7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них	123
7.1 Общие положения.....	123
7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки	123
7.2.1 Структура предложений.....	123
7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки	123
7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта	124
8 Топливные балансы	138
8.1 Общие положения.....	138
8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным расположенных в г.п. Комсомольский	138
9.1 Общие положения.....	141
9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения	143
9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.....	143
9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети	146
9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям	148
9.2.3 Результаты расчетов	148
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Комсомольский на отопительный период 2012-2013 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	149
10.1. Общие положения.....	149
10.2. Нормативно-методическая база для проведения расчетов	149
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	150
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	151
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. Комсомольский	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 энергоисточников в системе теплоснабжения г.п. Комсомольский	154
11.3. Выводы.....	155
12 Воздействие на окружающую среду	155
12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)	155
12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере.....	155
12.1.2 Качество атмосферного воздуха Чамзинкого района	156
12.1.3 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения	157

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения

1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

На территории г.п. Комсомольский Чамзинского муниципального района в сфере теплоснабжения осуществляет производство и передачу тепловую энергию, обеспечивая теплоснабжение жилых и административных зданий поселка одна организация.

На балансе данных организаций находятся следующие котельные: (котельные №3, №4, №5, №6, №8 – ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»).

Все выше перечисленные котельные, работают на природном газе и осуществляет теплоснабжение всего поселка.

Котельная №3 находящаяся в эксплуатации ООО «ИнКомСистемы» введена в 1985 году. В котельной №3 установлены два котла марки ТВГ-8 теплопроизводительностью 8,0 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 16,0 Гкал/ч.

Также к СЦТ от котельной №3 относятся котельные ТП 2-го микрорайона и котельной по ул. Садовая. Котельные ТП 2-го микрорайона и по ул. Садовая были введены в эксплуатацию в 2011 г. В обоих котельных установлены котлы марки Ici Caldaie REX. В котельной ТП 2-го микрорайона теплопроизводительностью 0,533 Гкал/ч каждый в количестве двух штук, а в котельной по ул. Садовая теплопроизводительностью 0,215 Гкал/ч. Тепловая нагрузка котельных является нагрузка ГВС объектов СЦТ от котельной №3. По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №3 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения ограниченных 2-м микрорайоном дома №30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38а, 38б, 39, 40, 41, 42, 45, 12, 14, 15, 16 и т.д., а также ул. Спортивная, Садовая, Театральная, Республиканская и т.д. Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №3 работает по температурному графику 95-70 °С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №3, котельной в ТП по ул. Садовая, котельной в ТП 2 мкр равна 7,757 Гкал/час из которых 6,6928 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 1,06472 Гкал/ч нагрузка ГВС. Тепловые сети СЦТ от котельной №3 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. Подпитка системы осуществляется насосом подпиточной воды КС12/110 подачей 12м³/ч и напором 110м, и насосом К45/30 подачей 45м³/ч и напором 30м. Протяженность тепловых сетей от котельной №3 г.п. Комсомольский до самого отдаленного потребителя данной системы составляет 1893 м. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная №4 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 1995 году. В котельной №4 установлены два котла марки Buderus SK 745 теплопроизводительностью 0,897 Гкал/ч каждый, установленные в 2013г, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРУ, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 1,794 Гкал/ч. По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №4 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели ГВС Комсомольской ЦРБ, а также обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Республиканская, дома №21, 23, а также ул. Пионерская, №3. Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №4 работает по температурному графику 95-70°С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №4 равна 1,82 Гкал/час из которых 1,5369 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 0,2833 Гкал/ч нагрузка ГВС. Тепловые сети СЦТ от котельной №4 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. Подпитка системы осуществляется насосом подпиточной воды КР 38/18Т подачей 3м³/ч и напором 46м. Протяженность тепловых сетей от котельной №4 г.п. Комсомольский до самого отда-

ленного потребителя системы составляет 213 м. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная №5 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2012 году. В котельной №5 установлены три котла марки КВа-0,75 теплопроизводительностью 0,647 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 1,941 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №5 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенных в 1-м Микрорайоне, а так же ул. С.Давыдова.

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №5 равна 1,396 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка ГВС.

Котельная №6 находящаяся в эксплуатации ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в 1980 году. В котельной №6 установлены два котла марки ДЕв-10,0-14 теплопроизводительностью 6,5 Гкал/ч каждый, и два котла ТВГ-8,0 теплопроизводительностью 8,0 Гкал/ч все оборудование работает в водогрейном режиме. В состав котельной входит: два ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 26,0 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №6 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на расположенных в 1-м Микрорайоне, а так же ул. С.Давыдова. Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №6 работает по температурному графику 95-70 °С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №6 равна 10,881 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопления.

Тепловые сети СЦТ от котельной №6 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. Подпитка системы осуществляется насосом подпиточной воды К30/40 подачей 30м³/ч и напором 40м. Общая протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении от котельной №6 г.п. Комсомольский составляет 952 м.

Котельная №8 находящаяся в эксплуатации ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в 1998 году, в 2017г. в котельной №8 была проведена реконструкция с заменой основного и вспомогательного оборудования. В настоящее время котельной №8 установлены три котла марки ICI REX 120 теплопроизводительностью 1,032 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 3,1 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №8 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения ограниченными ул. Калинина (д. №4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22), Комсомольская (д. №4а, 8), Ленина (д.12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25), Пионерская (д. №26, 30, 34), Республиканская (д. №5, 7, 9, 11, 13, 15, 17), Суродеева (д. №8, 10, 14, 16, 6), а также ул. Пионерская, д.№3. Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №8 работает по температурному графику 95-70°С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №8 равна 3,179 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопления.

Тепловые сети СЦТ от котельной №8 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнена из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Подпитка системы осуществляется насосом подпиточной воды К20/30 подачей 20м³/ч и напором 30м.

Протяженность тепловых сетей от котельной №8 г.п. Комсомольский до самого отдаленного потребителя составляет 770 м.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами. Зоны действия теплоснабжающих организаций представлены на рис. 1.1



Рисунок 1.1-Зоны действия теплоснабжающих организаций

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г.п. Комсомольский. При проведении кадастрового зонирования территории г.п. Комсомольский 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 Чамзинского района (22); В – номер кадастровой зоны (административного района); В1 – номер кадастрового квартала.

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. Комсомольский.

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории г.п. Комсомольский представлен на рисунке 1.2.

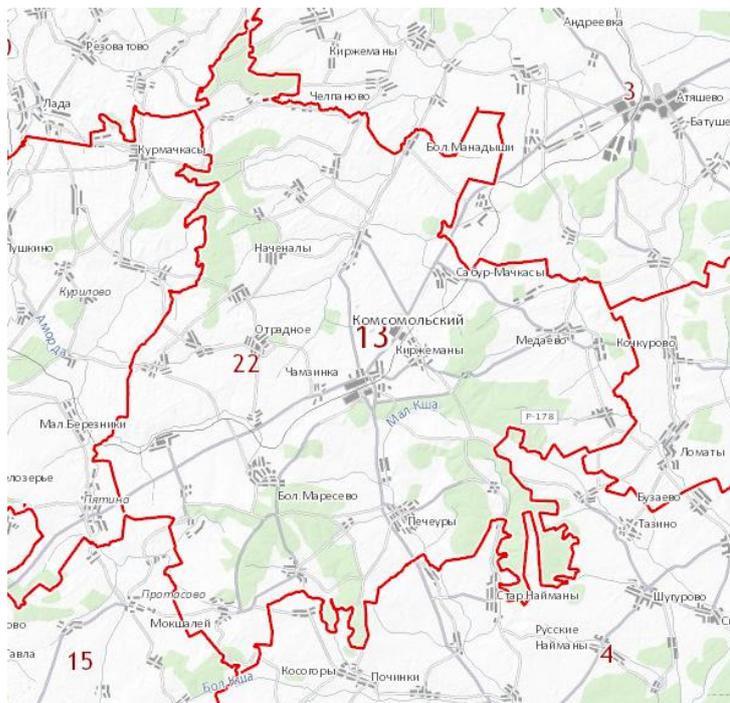


Рисунок 1.2-Сетка кадастрового деления территории Чамзинского административного района

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 12.11.2017 г. в системах централизованного теплоснабжения - производство и транспортировку тепловой энергии осуществляют ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

Выше перечисленные теплоснабжающие организации заключают договор на продажу произведенной тепловой энергии на котельных населению. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счета ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

Отпуск тепловой энергии в горячей воде от теплоисточника для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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 промышленных источников тепловой энергии

Сведения по зонам действия промышленных источников тепловой энергии отсутствуют. Так как данные предприятия не предоставили сведения.

1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах г.п. Комсомольский 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. Комсомольский осуществляется от следующих котельных: (котельная №3, котельная по ул. Садовая и котельная ТП 2-го микрорайона, №4, №5, №6, №8 – ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»).

Все котельные работают на природном газе. Суммарная установленная тепловая мощность котельных 50,33 Гкал/ч вполне достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая располагаемая тепловая мощность источников г.п. Комсомольский, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2017 года составила 47,36 Гкал/ч. Доли основных теплоснабжающих котельных составляют 100,0% - ООО «ИнКомСистемы-Мордовия». Что касается отдельных групп источников теплоснабжения (котельных) в общую тепловую мощность г.п. Комсомольский, представленных на рисунке 3, составляют: котельная №6 – 52,0 %; котельная №3 - 35%, котельная №4 – 4%; котельная №5 – 4%, котельная №8 – 6%.

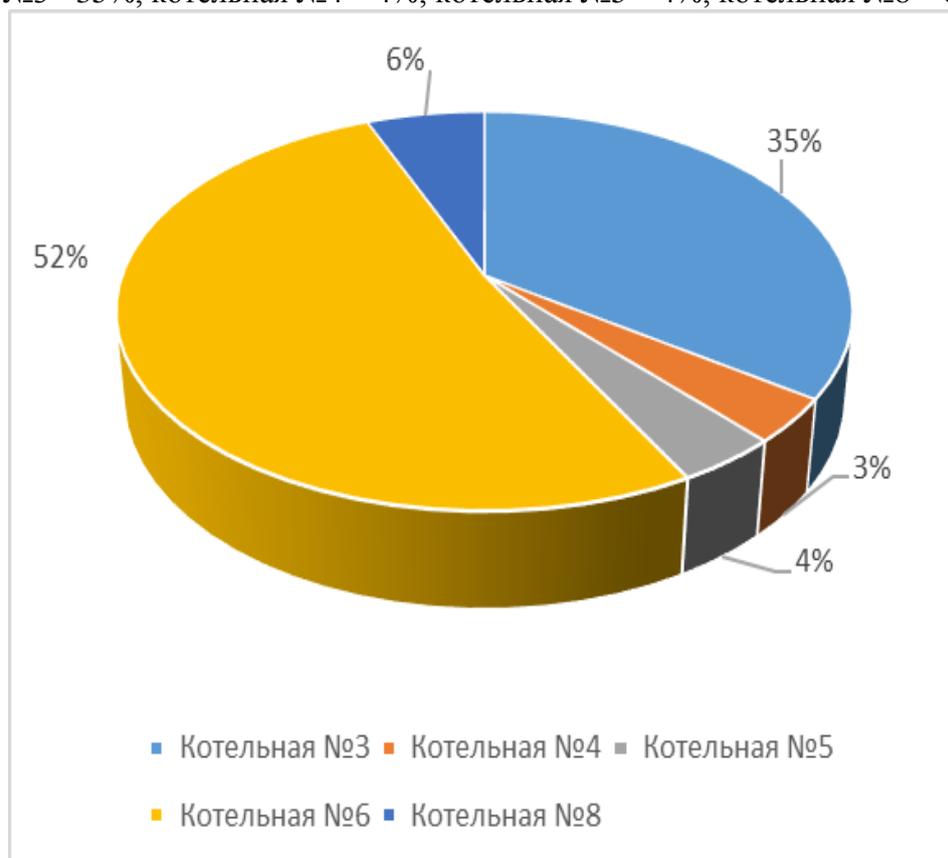


Рисунок 1.3 – Вклады в общую тепловую мощность источников теплоснабжения г.п. Комсомольский

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);
- котельниндивидуальные котельные (менее 1 Гкал/ч).

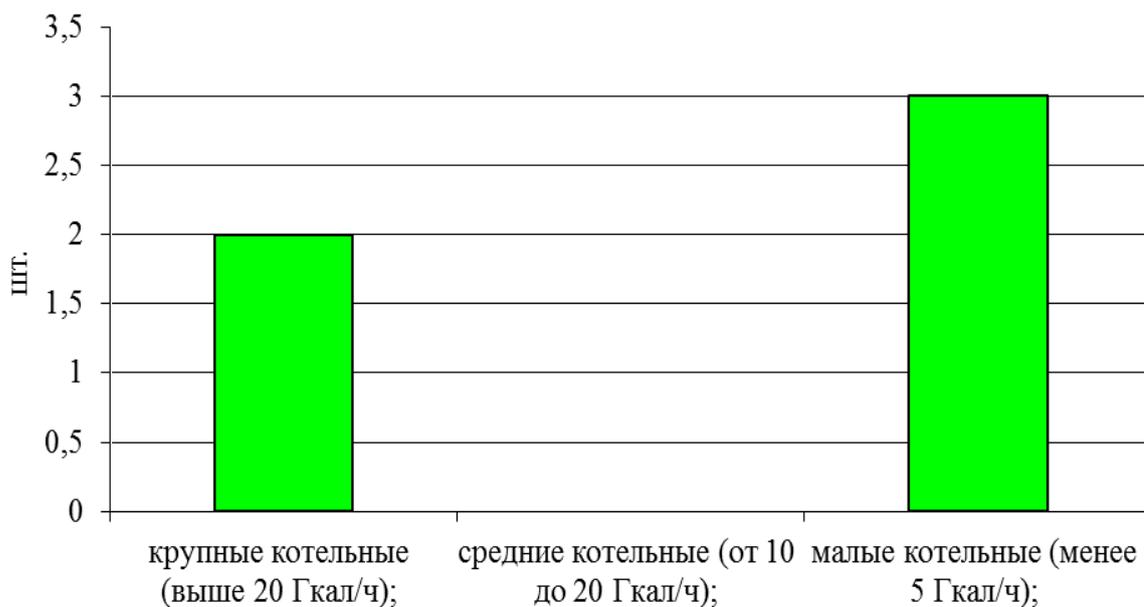


Рисунок 1.4- Количество котельных по группам мощности

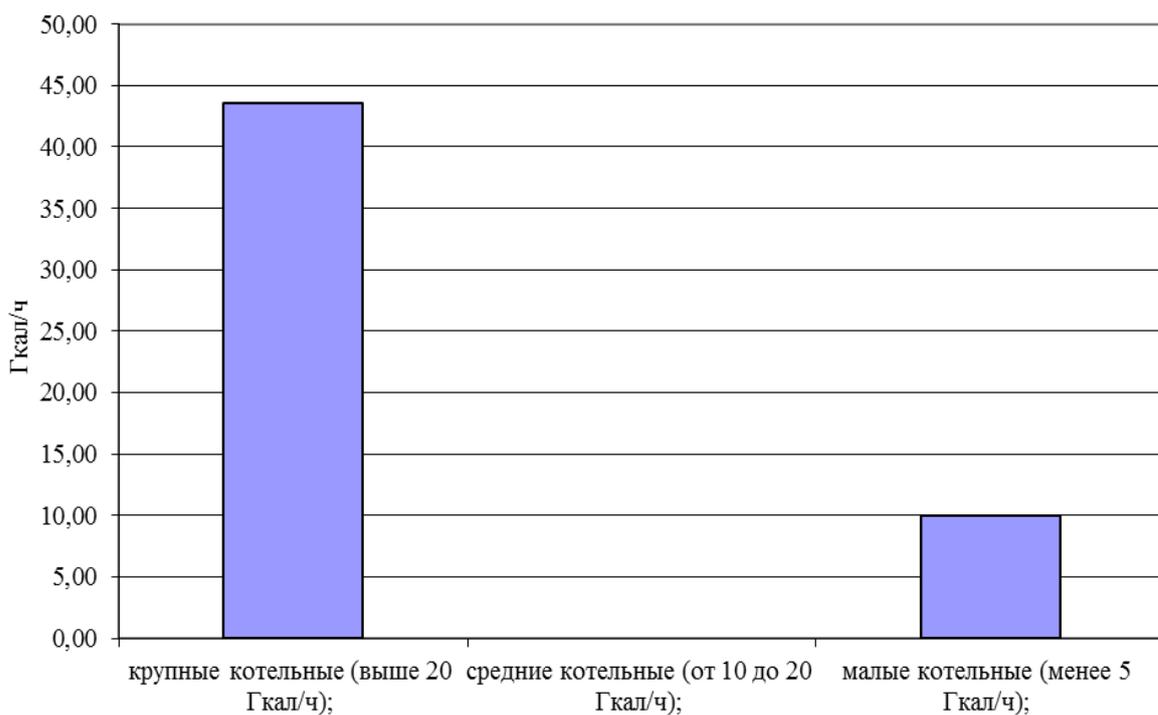


Рисунок 1.5- Суммарная установленная мощность котлов в группе котельных

По ведомственной принадлежности котельных:

- **ведомственные котельные**, входящие в систему централизованного теплоснабжения СЦТ (сети обслуживаются ООО «Теплосбытовая компания» и ООО «Теплосервис»);
- **прочие ведомственные котельные**, не относящиеся к системе централизованного теплоснабжения СЦТ.

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

Все котельные теплоснабжающей компании ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» расположенные в г.п. Комсомольский представляет собой капитальные железобетонные, кирпичные строения каркасного типа, или строения из сэндвич панелей.

Внутри помещения расположены водогрейные котлы, насосные группа, оборудование хим-водоподготовки.

В качестве топлива используется природный газ, который по газопроводам подается в котельные.

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для циркуляции а также подпитки системы теплоснабжения в котельных установлены сетевые насосы, подпиточные насосы.

Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных №4, №5, №8, котельной по ул. Садовая и котельной ТП 2-го микрорайона предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Которая включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный Na-катионит и емкость для регенерационной жидкости.

В котельных №3, №6, №4 установлены Na-катионитовые фильтры диаметром 1м.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу, а в котельной №3 через кирпичную.

Основное оборудование котельных представлено котлами различной мощности отечественных и импортных производителей: ТВГ-8, Дев-10-14, КВа-0,75, Buderus SK 745, Ici Caldaie REX 0,25, Ici Caldaie REX 0,62, Ici Caldaie REX 120.

Котлы иностранных производителей находятся на котельной №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» и составляет 50,0 % от общего количества котлов установленных в котельных поселка. Перечень основного оборудования по котельным представлен в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень основного оборудования по котельным

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегатов	Количество	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Водогрейные	ТВГ-8	4	8,0	32,0
	Ici Caldaie REX 0,25	2	0,215	0,43
	Ici Caldaie REX 0,62	2	0,533	1,07
	Ici Caldaie REX 120	2	1,032	3,10
	Buderus SK 745	2	0,897	1,79
	КВа-0,75	3	0,647	1,94
	Дев-10-14	2	5,0	10,0
Итого				50,33

Диаграммы котлов с имеющимися установленными мощностями в воде в разбивке по мощностям котельных представлены на рисунках 1.6.

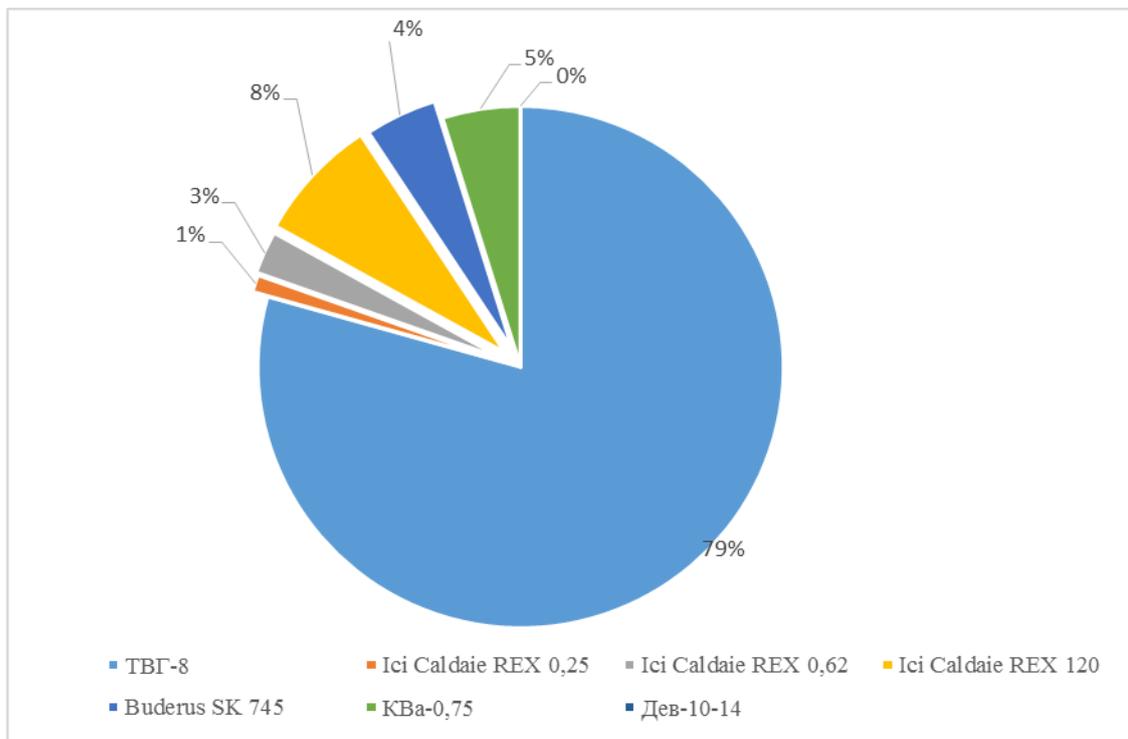


Рисунок 1.6 – Суммарная установленная мощность по типам котлов

Подробная информация по котельным: тип котельной (отопительная, производственно-отопительная, производственная), ведомственная принадлежность, состав основного оборудования, установленная тепловая мощность, подключенные нагрузки, графики отпуска теплоты, топливные режимы, сроки эксплуатации основного оборудования (год ввода в эксплуатацию), расход топлива и др. приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Подробная информация по котельным

№ п/п	Наименование котельной, ведомственная принадлежность	Тип котельной	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Температурный график отпуска тепловой энергии	Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час
1		отопительная	TBГ-8	1985г.	95/70	16,00
			TBГ-8	1985г.		
2	Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	ГВС	Ici Caldaie REX	2011г.	95/70	0,43
			Ici Caldaie REX	2011г.		
3		ГВС	Ici Caldaie REX	2011г.	95/70	1,07
			Ici Caldaie REX	2011г.		
5	Котельная №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	ГВС	Buderus SK 745	2013г.	95/70	1,79
			Buderus SK 745	2013г.		
6	Котельная №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	ГВС	KBa-0,75	2012г.	95/70	1,94
			KBa-0,75	2012г.		
			KBa-0,75	2012г.		
7	Котельная №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	отопительная	Дев-10-14	2006г.	95/70	26,00
			Дев-10-14	2006г.		
			TBГ-8	1980г.		
			TBГ-8	1980г.		
8	Котельная №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	отопительная	ICE REX-120	2017г.	95/70	3,10
			ICE REX-120	2017г.		
			ICE REX-120	2017г.		

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Техническое состояние водогрейных котлов и вспомогательного оборудования котельных №4, №5 и №8 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» – находится в отличном состоянии, так как данные котельные введены в эксплуатацию в 2012-2013 г.г., котельная №8 прошла модернизацию в 2017г. Наихудшее состояние имеет котел №2 ТВГ-8М зав.номер3239 котельной №6 и котел №1 ТВГ-8М зав.номер 2571 котельной №3. На основании «Заключение экспертизы промышленной безопасности №91-13 и №92-13 на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте» выданное Обществом с ограниченной ответственностью «Мордовский центр экспертиз» дальнейшая эксплуатация перечисленных котлов запрещается.

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. 1.3).

Ниже произведен расчет собственных нужд по статьям на 2017 г. для котельной №6 г.п. Комсомольский на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Инструкции.

1.2.4.1 Потери тепловой энергии с продувочной водой

Потери тепловой энергии с продувочной водой, $Q_{\text{прод}}$, зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле:

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

где $K_{\text{прод}}$ – 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, $Q_{\text{им}}$, произведенное котлом за расчетный период; $I_{\text{к}}$ – количество котлов.

Для котельной №6 г.п. Комсомольский январь периода регулирования потери с продувочной водой согласно формуле (1.1), составят:

$$Q_{\text{прод}} = 0,003 \cdot 4582,37 = 13,75$$

1.2.4.2 Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов

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

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

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 №1 и №2 составляет по 6,5 Гкал/ч.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{расм} = (6,5 \cdot (0,3 \cdot 3 + 0,65 \cdot 3)) = 12,35$$

1.2.4.3 Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки

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

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

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; $G_{xво}$ – средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, т/ч определяется расчетным путем и составляет 0,030 т/ч; $K_{вз}$ – поправочный коэффициент; C_v – теплоемкость воды, ккал/кг °С; принимаем – 1 ккал/кг °С; t'' , t' – соответственно температура воды после и до подогревателя сырой и исходной воды, °С; $Z_{xво}$ – продолжительность работы, в январе; i'' , i' – энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды.

Для котельной №6 расход тепловой энергии на химводоподготовку составит:

$$Q_{xво} = (0,125 \cdot 0,2 \cdot (40 - 8,9) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) + (0,004 \cdot 0,030 \cdot (652,7 - 30) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) = 1,32 \text{ Гкал.}$$

1.2.4.4 Расход тепловой энергии на отопление помещения котельной

Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения котельной 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), м³; q_o – удельная отопительная характеристика здания при $t_{p.o} = -30$ °С, Ккал/м³ °С; $t_{p.o}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления °С; α – поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по нижеприведенным данным: $t_{вн}$ – температура воздуха внутри помещения °С, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Порядка равной 19 °С.

Для помещения котельной №6 расход тепла на отопление составит:

$$Q_o = 1 \cdot 6300 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,093 \text{ Гкал/ч.}$$

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; $r_{мес}$ – продолжительность отопления.

Для котельной за январь затраты тепловой энергии на отопление составят

$$Q_o = 0,093 \cdot (19 - (-12,3)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 44,01 \text{ Гкал.}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами определяются по формуле (1.6.):

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

где $Q_{mn}^{ка}$ – производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, Гкал; $b_{ка}^{бп}$ – удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии - 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 $q_5=2,1$, а для котла №2 $q_5=2,1$; $Q_{усл.топл}$ – теплота сгорания по условному топливу, ккал/кг; I_k – количество котлоагрегатов.

$$Q_{mn}^{ка} = (2311,02 \cdot 167,90 \cdot 7000 \cdot \frac{2,1}{100} \cdot 10^{-6}) + (2311,02 \cdot 168,12 \cdot 7000 \cdot \frac{2,1}{100} \cdot 10^{-6}) = 110,89$$

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 5%.

1.2.4.5 Потери тепловой энергии баками различного назначения

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

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

где $q_{бj}$ – норма плотности теплового потока через поверхность бака, принимаем 2,17 ккал/м²ч; $F_{бj}$ – поверхность бака, м²; K_t – температурный коэффициент, принимаем $K_t=1$; n_j – количество баков, шт.; $r_{бj}$ – продолжительность работы бака в январе, ч.

$$Q_{бак} = 37,8 \cdot 100 \cdot 0 \cdot 1 \cdot 744 \cdot 10^{-6} = 0 \text{ Гкал.}$$

1.2.4.6 Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды

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

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_в p_в (t_г - t_{хв}) T_q 10^{-3}, \quad (1.8)$$

где α_q – норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут.; N_q – количество душевых сеток; K_q – коэффициент использования душевых, определяется практическим путем; α – норма расхода горячей воды на 1 человека в смену; M – численность работающих человек в сутки; $t_г$, $t_{хв}$ – соответственно температура горячей и исходной воды; $c_в$ – теплоемкость воды, 1 ккал/кг °С; T_q – продолжительность в январе месяце, принимаем $T_q=31$ сут.; $\rho_в$ – плотность воды, принимаем $\rho_в=0,98573$ т/м³ (при температуре гор. воды 55 °С).

$$Q_x = (0,27 \cdot 2 \cdot 1 + 0,024 \cdot 5) \cdot 0 \cdot 0,9857 \cdot (55 - 8,9) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 0$$

1.2.4.7 Другие потери тепловой энергии

Другие потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, через теплоизоляцию трубопроводов), Гкал, для водогрейных котельных $Q_{np} = 0,001Q_{произв.}$ где $Q_{произв.}$ – количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котельной за расчетный период.

Прочие потери для котельной №6

$$Q_{np} = 0,001 \cdot 4582,37 = 4,58 \text{ Гкал.}$$

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.

$$Q_{сн} = 13,75 + 12,35 + 1,32 + 44,01 + 0 + 1,06 + 4,58 = 39,67 \text{ Гкал.}$$

Доли затрат по категориям по котельной №4а в целом за год представлены на рисунке 1.7.

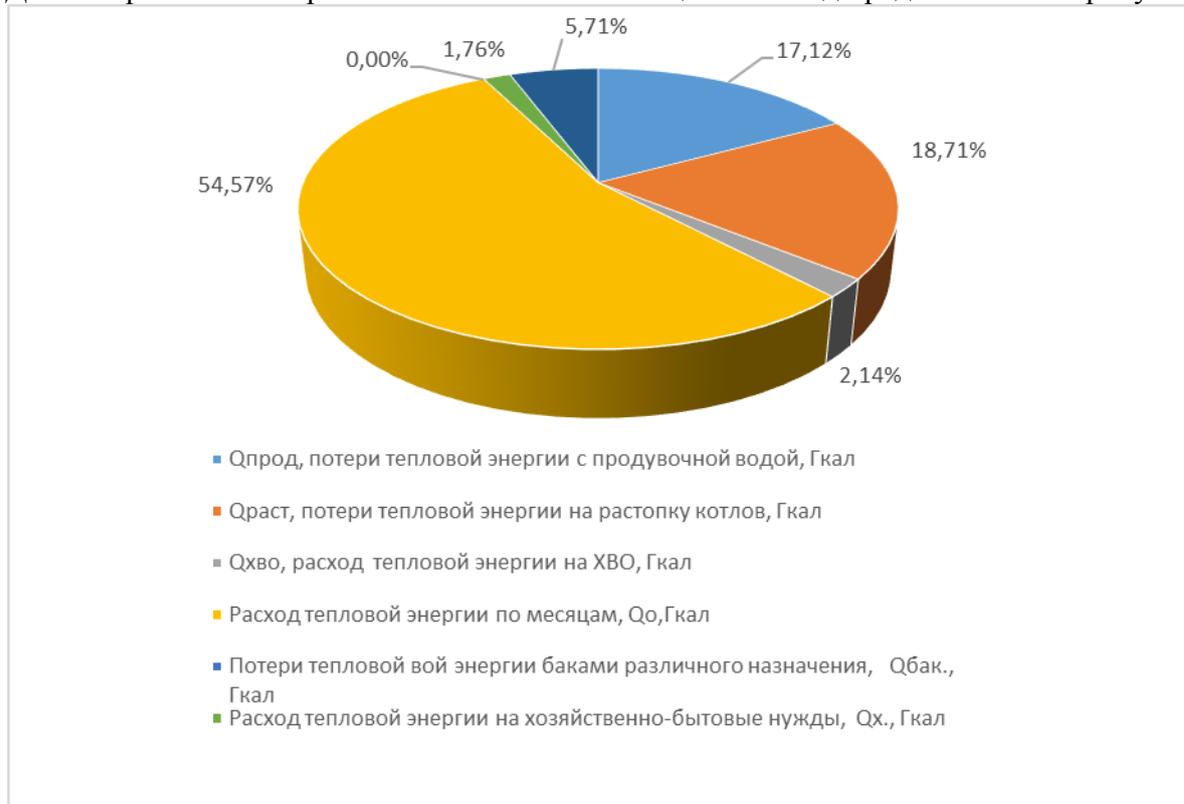


Рисунок 1.7 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной №6

Таблица 1.3 – Исходные данные для расчета собственных нужд котельной №6 г.п. Комсомольский на период 2017г.

	Время работы котельной, Тк, ч.	Планируемый отпуск тепловой энергии, S Гкал.	Коэффициент продувки, Кпрод.і	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из горячего состояния, К'.	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из холодного состояния, К''.	Количество растопок, N.	Удельный расход на собственные нужды ХВО, Кхво, т.	Средний расход воды на собственные нужды ХВО, Gхво, т/ч	Температура воды до и после подогревателя, °С.		Энтальпия выпора из деаэратора и исходной воды, ккал/кг.	
									t''	t'	i''	i'
Январь	744	4582,37	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Февраль	672	4061,69	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Март	744	3644,03	0,003	0,30	0,65	2	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Апрель	720	1994,96	0,003	0,30	0,65	1	0,12	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Май	139	298,27	0,003	0,30	0,65	1	0,125	0,1	40	8,9	652,7	30,0
Июнь	0											
Июль	0											
Август	0											
Сентябрь	0											
Октябрь	533	1581,20	0,003	0,30	0,65	1	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Ноябрь	720	3089,01	0 003	0,30	0,65	2	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Декабрь	744	4045,80	0,003	0,00	0,65	2	0,125	0,2	40	8,9	652,7	30,0
Всего за год	5016	23297										

Продолжение табл. 1.3

	Объем отапливаемого помещения, V_o , м ³ .	Часовой расход тепловой энергии на отопление котельной, Гкал/ч.	расчетная температура наруж. и внутр. воздуха, °С.		Нормативная температура наружного воздуха, °С.	Норма плотности теплового потока через поверхность бака, q , ккал/м ² ч.	Поверхность бака, F , м ² .	Кол-во баков, n , шт.	Кол-во душевых сеток, N , шт.	Численность работающих в сутки, M , чел.	температура горячей и холодной воды, °С.		Норма расхода горячей воды на одного человека в сутки, a .
			$t_{p.o.}$	$t_{вн}$							t_g	$t_{хв}$	
Январь	6300	0,093	-30	19	-12,3	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Февраль	6300		-30	19	-11,7	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Март	6300		-30	19	-5,9	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Апрель	6300		-30	19	4,8	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Май	6300		-30	19	13,1	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Июнь	0		0	0	0,0	0	0	0					
Июль	0		0	0	0,0	0	0	0					
Август	0		0	0	0,0	0	0	0					
Сентябрь	0		0	0	0,0	0	0	0					
Октябрь	6300		-30	19	4,1	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Ноябрь	6300		-30	19	-3,0	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024
Декабрь	6300		-30	19	-8,7	0	0	0	2	9	55	8,9	0,024

Таблицы 1.4 – Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017г

Наименование	$Q_{прод}$, потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал	$Q_{раст}$, потери тепловой энергии на растопку котлов, Гкал	$Q_{хво}$, расход тепловой энергии на ХВО, Гкал	Расход тепловой энергии по месяцам, Q_o , Гкал	Потери тепловой энергии баками различного назначения, $Q_{бак.}$, Гкал	Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды, $Q_{х.}$, Гкал	Другие потери, $Q_{пр}$	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Планируемое производство тепловой энергии, Гкал	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %
Январь	13,75	12,35	1,32	44,01	0,00	1,06	4,58	39,67	4622,04	0,86
Февраль	12,19	12,35	1,19	38,99	0,00	0,96	4,06	36,60	4098,29	0,89
Март	10,93	12,35	1,32	35,01	0,00	1,06	3,64	34,56	3678,59	0,94
Апрель	5,98	6,18	1,28	19,32	0,00	1,03	1,99	19,36	2014,32	0,96
Май	0,89	6,18	0,08	1,55	0,00	0,20	0,30	7,88	306,14	2,57
Июнь	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	
Август	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	
Октябрь	4,74	6,18	0,95	15,01	0,00	0,76	1,58	16,46	1597,66	1,03
Ноябрь	9,27	12,35	1,28	29,94	0,00	1,03	3,09	31,51	3120,51	1,01
Декабрь	12,14	8,45	1,32	38,95	0,00	1,06	4,05	32,86	4078,66	0,81
Всего за год	69,89	76,38	8,74	222,79	0,00	7,18	23,30	219	23516	0,93

Таблица 1.5 – Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017г

Номер котлоагрегата				№1			№2			№3			№4		
Тип котлоагрегата				ДЕВ-10-14-115			ДЕВ-10-14-115			ТВГ-8, б/н			ТВГ-8, б/н		
Теплопроизводительность, Гкал				6,5			6,5			8,0			8		
КПД брутто котлоагрегата				0,890			0,880			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
Январь	744	6,21	48%	702	3,11	167,90	660	3,11	168,12	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Февраль	672	6,10	47%	630	3,05	167,86	588	3,05	168,09	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Март	744	4,94	38%	702	2,47	167,42	660	2,47	169,10	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Апрель	720	2,80	43%	678	2,80	167,30	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Май	139	1,18	18%	97	1,18	168,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июнь															
Июль															
Август															
Сентябрь															
Октябрь	744	2,90	45%	702	2,90	167,75	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	4,33	67%	678	4,33	168,85	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Декабрь	744	5,48	42%	702	2,74	167,62	660	2,74	167,88	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Таблица 1.6 – Режимы работы котлоагрегатов котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017 г

Наименование	№1		№2		№3		№4		Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Г кал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг. у. т./Г кал	Расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, Г кал.	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Отпуск тепловой энергии котельной, Г кал	Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг. у. т./Г кал
	ДЕВ-10-14-115		ДЕВ-10-14-115		ТВГ-8, б/н		ТВГ-8, б/н							
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Г кал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Г кал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Г кал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Г кал						
Январь	702	2311,02	660	2311,02	0	0,00	0	0,00	4622,04	168,01	39,67	0,86	4582,37	169,47
Февраль	630	2049,15	588	2049,15	0	0,00	0	0,00	4098,29	167,97	36,60	0,89	4061,69	169,49
Март	702	1839,30	660	1839,30	0	0,00	0	0,00	3678,59	168,26	34,56	0,94	3644,03	169,85
Апрель	678	2014,32	0	0,00	0	0,00	0	0,00	2014,32	167,30	19,36	0,96	1994,96	168,92
Май	97	306,14	0	0,00	0	0,00	0	0,00	306,14	168,00	7,88	2,57	298,27	172,44
Июнь														
Июль														
Август														
Сентябрь														
Октябрь	702	1597,66	0	0,00	0	0,00	0	0,00	1597,66	167,75	16,46	1,03	1581,20	169,49
Ноябрь	678	3120,51	0	0,00	0	0,00	0	0,00	3120,51	168,85	31,51	1,01	3089,01	170,57
Декабрь	702	2039,33	660	2039,33	0	0,00	0	0,00	4078,66	167,75	32,86	0,81	4045,80	169,11
Всего за год	4891	15277,43	2568	8238,79	0	0,00	0	0,00	23516,22	168,03	218,90	0,93	23297,32	169,61

Таблица 1.7 – Показатели работы котлов котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017 г.

Тип котла	Нагрузка котла							
	%				Гкал/ч			
	квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ДЕВ-10-14-115								
№1	47%	46%	0%	50%	3,0	2,99	0,00	3,25
ДЕВ-10-14-115								
№2	50%	0%	0%	48%	3,25	0,00	0,00	3,09
ТВГ-8, б/н								
№3	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
ТВГ-8, б/н								
№4	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение табл. 1.7.

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
ДЕВ-10-14-115, №1	2034	775	0	2082	167,75	167,39	0,00	168,22
ДЕВ-10-14-115, №2	1908	0	0	660	168,40	0,00	0,00	167,88
ТВГ-8 №3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ТВГ-8 №4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.8 – Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017 г.

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	168,07	167,39	0,00	168,14
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %	0,89	1,17	0,00	0,92
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	169,59	169,38	0,00	169,70
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал	12288,09	2293,22	0,00	8716,01
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	169,61			

Анализируя плановое потребление тепловой энергии на собственные нужды по каждой котельной по нормативу на 2017 г. следует отметить, что процент расходов тепловой энергии на собственные нужды изменяется 0,33% до 2,04 % от отпуска котельной в сеть.

Таблица 1.9 – Собственные нужды котельных в разрезе по каждой котельной.

Наименование котельной	2017г.	
	Гкал	%
Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	183,61	1,10
Котельная по ул. Садовая	5,03	0,59
Котельная ТП 2-го микрорайона	14,79	0,33
Котельная №4 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	100,62	2,04
Котельная №5 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	36,93	0,77
Котельная №6 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	218,90	0,93
Котельная №8 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	87,84	1,25

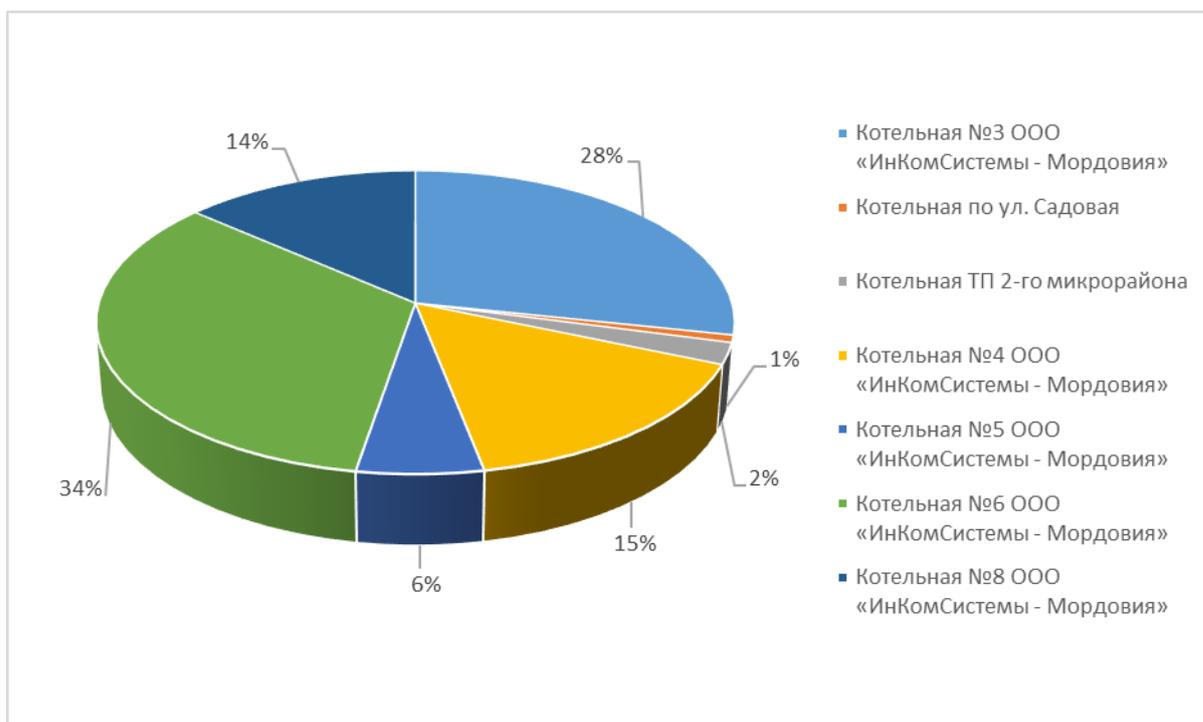


Рисунок 1.8 – Долевое соотношение собственных нужд котельных г.п. Комсомольский

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 Комсомольский началось в 1980 г. Поэтому ввод оборудования и котельных в эксплуатацию распределен от 1980 до 2017 гг. В соответствии с градацией по установленной мощности котельных активными периодами ввода основного котельного оборудования были:

- с 1980 до 1990г.г. ТВГ-8;
- с 2000 до 2010г.г. ДЕВ-10-14;
- после 2010 г. КВа-0,75, Buderus SK 745, Ici Caldaie REX 0,25, Ici Caldaie REX 0,62, Ici Caldaie REX 120;

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

Основываясь на инструкция по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115°С исходя из назначенного срока службы котлов (паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет), срок службы котлов суммарной мощностью 1654 Гкал/ч (47 % всей установленной мощности) превышает нормативные значения. Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования при-

нимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

В данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование, эксплуатируется в рабочем режиме.

При этом в ближайшее время может возникнуть необходимость в капитальном ремонте части котельного оборудования со сроком службы выше нормативного.

1.2.5.1 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.

1.2.5.2 Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка основного оборудования по котельным г.п. Комсомольский приведен табл.1.10.

Таблица 1.10 – Среднегодовая загрузка оборудования

Марка и № котлоагрегата	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Наработка за год
	время наработки												
Buderus SK 745	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Buderus SK 745	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ICE REX-120	741	669	741	720	139	0	0	0	0	533	717	741	5001
ICE REX-120	738	666	738	0	0	0	0	0	0	0	714	738	3594
ICE REX-120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ква-0,75 (№1)	702	630	702	678	702	678	702	702	678	702	678	702	8256
Ква-0,75 (№2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ква-0,75 (№3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ДЕВ-10-14-115 (№1)	702	630	702	678	97	0	0	0	0	702	678	702	4891
ДЕВ-10-14-115 (№2)	660	588	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1248
ТВГ-8М (№3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТВГ-8М (№4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТВГ-8 (№1)	738	669	741	717	135	0	0	0	0	516	717	741	4974
ТВГ-8 (№2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ici Caldaie REX 0,25	744	672	744	720	744	720	744	720	744	744	720	744	8760
Ici Caldaie REX 0,25	744	672	744	720	744	720	744	720	744	744	720	744	8760
Ici Caldaie REX 0,62	744	672	744	720	744	720	744	720	744	744	720	744	8760
Ici Caldaie REX 0,62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1.2.5.3 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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. 1.11.

Таблица 1.11- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

№ п/п	Наименование котельной	Местонахождение котельной	Тип и № прибора учета тепловой энергии на выходе из котельной (отопление/горячее водоснабжение)	Примечание
1	2	3	4	5
3	Котельная №3	п. Комсомольский, Микрорайон-2	ТСРВ-024М №1203965 ЭРСВ-420Ф №1251242 ЭРСВ-420Ф №1250197	Котельная для отопления
1	Котельная №4	п. Комсомольский, ул. Комсомольская	ТСРВ-024М №1208881 ЭРСВ-420Л №1152171 ЭРСВ-420Л №1150767	Котельная для ГВС и отопления
2	Котельная №5	п. Комсомольский, Микрорайон-1	ТСРВ-024М №1204536 ЭРСВ-420Л №1250876 ЭРСВ-420Л №1250733	Котельная для ГВС
3	Котельная №6	п. Комсомольский, Микрорайон-1	ТСРВ-024М №1204536 ЭРСВ-420Ф №1250570 ЭРСВ-420Ф №1251223	Котельная для отопления
4	Котельная №8	п. Комсомольский, ул. Суродеева	ТСРВ-024М №1216512 ЭРСВ-420Ф №1250671 ЭРСВ-420Ф №1251558	Котельная для отопления
5	Котельная ТП по ул. Садовая	п. Комсомольский, ул. Садовая	ТСРВ-034 ЭРСВ-420Л	Котельная для ГВС
6	Котельная ТП 2-й мкр.	п. Комсомольский, 2-й мкр.	ТСРВ-034 ЭРСВ-420Л	Котельная для ГВС

1.2.5.4 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по отказам и восстановлениям на тепловых сетях ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» теплоснабжающими компаниями 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.

1.2.5.5 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по теплоснабжающей организации ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» г.п. Комсомольский 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. Комсомольский и их динамика за период 2011-2013, 2017 г.г. представлена в табл. 1.12. Протяженность теплосети в 2011 г. в однострубно́м исчислении составляли 39491 м. За период 2011-2013 г.г. протяженность теплосети возрос до 39625 м. Рост обусловлен включением в структуру тепловые сети отопления и ГВС вводимых участков теплосети к введенным в данный период жилым домам, а также уточнением характеристик теплосети. За счет включения в структуру характеристики ведомственных тепловых сетей в 2017 г. протяженность составил 42384 м. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике за приведенный период снизился с 0,122 м до 0,116 м. Схемы тепловых сетей представлены в прил. 1.

Таблица 1.12 – 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 №3	14670,0	0,135	251,59	146,66
СЦТ от котельной №4	2434,0	0,099	21,07	5,16
СЦТ от котельной №6	15269,0	0,115	162,00	33,59
СЦТ от котельной №8	7118,0	0,115	80,91	0,00
Всего в 2011 г.	39491,0	0,122	515,57	185,41
Характеристики теплосети СЦТ в 2012 г.				
СЦТ от котельной №3	14670,0	0,135	251,59	16,65
СЦТ от котельной №4	2434,0	0,099	21,07	5,16
СЦТ от котельной №5	5271,0	0,091	33,59	33,59
СЦТ от котельной №6	9998,0	0,128	128,40	0,00
СЦТ от котельной №8	7118,0	0,115	80,91	0,00
Всего в 2012 г.	39491,0	0,122	515,57	55,40
Характеристики теплосети СЦТ в 2013 г.				
СЦТ от котельной №3	14670,0	0,135	251,59	16,65
СЦТ от котельной №4	2568,0	0,096	21,04	5,16
СЦТ от котельной №5	5271,0	0,091	33,59	33,59
СЦТ от котельной №6	9998,0	0,128	128,40	0,00
СЦТ от котельной №8	7118,0	0,115	80,91	0,00
Всего в 2013 г.	39625,0	0,121	515,54	55,40

Продолжение табл. 1.12

1	2	3	4	5
Характеристики теплосети СЦТ в 2017 г.				
СЦТ от котельной №3	11321,0	0,151	233,28	0,00
СЦТ от котельной ГВС 2 мкр.	3876,0	0,084	20,35	20,35
СЦТ от котельной ГВС по ул. Садовая	524,0	0,085	2,69	2,69
СЦТ от котельной №4	2716,0	0,093	20,55	3,81
СЦТ от котельной №5	5627,0	0,086	32,19	32,19
СЦТ от котельной №6	10470,0	0,126	130,41	0,00
СЦТ от котельной №8	7850,0	0,103	70,28	0,00
Всего в 2017 г.	42384,0	0,116	509,75	59,04

1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Комсомольский

Тепловые сети г.п. Комсомольский за период с 2011 г. по 2013 г. и к 2017 г. претерпели изменения по протяженности и среднего диаметра, так и незначительно по типу прокладки. В табл. 1.13 представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки.

Таблица 1.13 - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и тепло-сетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2017 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 №3	Надземная	5345,0	0,182	5345,0	0,182	5345,0	0,182	5345,0	0,182
	Подземная	9325,0	0,109	9325,0	0,109	9325,0	0,109	5976,0	0,123
	Итого	14670,0	0,135	14670,0	0,135	14670,0	0,135	11321,0	0,151
СЦТ от котельной ГВС 2 мкр.	Надземная							84,0	0,076
	Подземная							3792,0	0,084
	Итого							3876,0	0,084
СЦТ от котельной ГВС по ул. Садовая	Надземная							60,0	0,083
	Подземная							464,0	0,085
	Итого							524,0	0,085

Продолжение табл. 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	7	8
СЦТ от котельной №4	Надземная	542,0	0,122	542,0	0,122	848,0	0,117	1134,0	0,097
	Подземная	1892,0	0,093	1892,0	0,093	1720,0	0,085	1582,0	0,090
	Итого	2434,0	0,099	2434,0	0,099	2568,0	0,096	2716,0	0,093
СЦТ от котельной №5	Надземная			228,0	0,134	228,0	0,134	244,0	0,134
	Подземная			5043,0	0,089	5043,0	0,089	5383,0	0,084
	Итого			5271,0	0,091	5271,0	0,091	5627,0	0,086
СЦТ от котельной №6	Надземная	472,0	0,178	244,0	0,219	244,0	0,219	464,0	0,166
	Подземная	14797,0	0,113	9754,0	0,126	9754,0	0,126	10006,0	0,124
	Итого	15269,0	0,115	9998,0	0,128	9998,0	0,128	10470,0	0,126
СЦТ от котельной №8	Надземная	2882,0	0,092	2882,0	0,092	2882,0	0,092	3114,0	0,101
	Подземная	4236,0	0,131	4236,0	0,131	4236,0	0,131	4736,0	0,104
	Итого	7118,0	0,115	7118,0	0,115	7118,0	0,115	7850,0	0,103
Всего	Надземная	9241,0	0,150	9241,0	0,150	9547,0	0,149	10445,0	0,145
	Подземная	30250,0	0,113	30250,0	0,113	30078,0	0,113	31939,0	0,107
	Итого	39491,0	0,122	39491,0	0,122	39625,0	0,121	42384,0	0,116

В 2011 г. основная доля (76,6 %) тепловых сетей подземного типа прокладки. После ввода в эксплуатацию участков теплосети, уточнения характеристик и включение ведомственных тепловых сетей доля подземного типа снизилось до 75,36 %.

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. прил. 1. В данном случае гидравлический расчет и разработка гидравлического режима осуществлялось в разрабатываемой электронной модели на программно-расчетном комплексе для систем теплоснабжения ZuluThermo. Пьезометрические графики представлены в прил. 1.

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. Комсомольский 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.

Кроме того в ходе анализа производственных показателей, подключенной тепловой нагрузки и теплового потребления полученных на основе приборного учета, а также на основании замеров параметров теплоносителя, температуры наружного воздуха и температуры внутреннего воздуха в помещениях портативными приборами определены фактические потери за анализируемый период.

Динамика тепловых потерь с разбивкой на составляющие по СЦТ от котельной №3, СЦТ от котельной №4, СЦТ от котельной №5, СЦТ от котельной №6 и СЦТ от котельной №8 г.п. Комсомольский представлена в таблице 1.14 для плановых потерь и в таблице 1.15 при фактических температурах наружного воздуха. 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 1.16 представлены отчетные потери тепловой энергии в теплосети за 2011-2017 г.г.

Ниже приведен анализ динамики изменения тепловых потерь по годам.

В 2011 г. суммарные отчетные тепловые потери составили 10513,81 Гкал (в т.ч. в тепловых сетях СЦТ от котельной №3 – 4175,89 Гкал, СЦТ от котельной №6 – 4014,76 Гкал) и составляют 103,5 % от нормативных. Соизмеримость отчетных и нормативных потерь обусловлен их получением. Отчетные потери принимаются нормативные, скорректированные на отпуск тепловой энергии в сеть и продолжительности отопительного периода. Потери тепловой энергии при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода соизмеримы

с нормативными и составляют соответственно по СЦТ от котельной №3 – 4348,97 Гкал (96,88 %) и по СЦТ от котельной №2 – 3399,66 Гкал (96,5 %).

Нормативные тепловые потери тепловой энергии в теплосети на 2012 г. составили 8567,9 Гкал (84,34 % от 2011 г.). При этом отчетные тепловые потери выше нормативных и составили 10324,48 Гкал. Нормативные потери на 2013 г. снижаются до 8483,33 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 8213,77 Гкал и 8262,00 Гкал.

За период с 2013 по 2017 г.г. в связи с выше приведенными обстоятельствами (уточнением характеристик теплосети, вводом в эксплуатацию и включением в структуру ведомственных участков теплосети) нормативов технологических потерь тепловой энергии незначительно до 9735,61 Гкал (на 14,8 %) возрос. Отчетные потери тепловой энергии с применением приборов учета на источниках тепловой энергии за данный период выше нормативных более чем на 52,2 %.

Существенное превышение отчетных потерь тепловой энергии обуславливается как состоянием тепловых сетей, так и отдельными проблемами учета потребления тепловой энергии (отсутствие учета потерь тепловой энергии в трубопроводах ГВС жилых домов, отсутствие учета потерь тепловой энергии с отбором теплоносителя на хозяйственные нужды).

Таблица 1.14 – Годовые нормативные технологические потери тепловой энергии в теплосети

Наименование СЦТ	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г			2012 г.			2013 г.			2017 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 №3	горячая вода	4224,33	264,82	4489,16	3412,19	185,37	3597,56	3412,19	185,37	3597,56	2752,96	186,26	2939,22
СЦТ от котельной ГВС 2 мкр.	горячая вода										931,95	25,12	957,07
СЦТ от котельной ГВС по ул. Садовая	горячая вода										75,98	3,33	79,31
СЦТ от котельной №4	горячая вода	560,12	18,87	578,99	490,29	18,87	509,16	435,07	16,23	451,30	439,46	15,62	455,08
СЦТ от котельной №5	горячая вода				1192,05	36,97	1229,02	1192,05	36,97	1229,02	1916,90	37,98	1954,88
СЦТ от котельной №6	горячая вода	3378,79	143,99	3522,79	1630,71	90,90	1721,61	1616,51	90,90	1707,41	1700,20	92,32	1792,52
СЦТ от котельной №8	горячая вода	1516,33	53,76	1570,09	1459,15	53,76	1512,91	1444,29	53,76	1498,05	1510,84	46,70	1557,54
Всего		9679,58	481,45	10161,03	8184,39	385,87	8570,26	8100,11	383,22	8483,33	9328,29	407,32	9735,61

Таблица 1.15 – Годовые технологические потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах воздуха

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г			2012 г.			2013 г.			2016 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 №3	горячая вода	4091,25	257,72	4348,97	3267,34	177,68	3445,01	3313,65	180,15	3493,80	2424,65	154,01	2578,66
СЦТ от котельной ГВС 2 мкр.	горячая вода										931,45	21,52	952,96
СЦТ от котельной ГВС по ул. Садовая	горячая вода										75,98	2,85	78,83
СЦТ от котельной №4	горячая вода	543,62	18,33	561,95	471,47	18,25	489,72	427,21	15,81	443,03	427,48	14,90	442,38
СЦТ от котельной №5	горячая вода				1155,43	35,63	1191,06	1195,15	36,09	1231,23	1916,90	37,98	1954,88
СЦТ от котельной №6	горячая вода	3259,86	139,81	3399,66	1556,89	87,08	1643,97	1561,46	88,31	1649,77	1630,10	86,10	1716,19
СЦТ от котельной №8	горячая вода	1463,47	52,19	1515,67	1392,50	51,51	1444,00	1391,86	52,32	1444,18	1435,23	43,68	1478,91
Всего		9358,20	468,05	9826,25	7843,63	370,14	8213,77	7889,33	372,67	8262,00	8841,78	361,02	9202,81

Таблица 1.16 – 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.
СЦТ от котельной №3	горячая вода	4 175,89	3762,77	3 699,64	6 367,20	6 053,27	8 324,26	7 486,97
СЦТ от котельной ГВС 2 мкр.	горячая вода							
СЦТ от котельной ГВС по ул. Садовая	горячая вода							
СЦТ от котельной №4	горячая вода	622,07	568,52	527,20	761,02	466,90	429,35	286,25
СЦТ от котельной №5	горячая вода		1547,73	2 173,10	2 444,55	1 981,29	4 294,98	4 287,90
СЦТ от котельной №6	горячая вода	4 014,76	2900,50	1 914,47	2 033,35	3 212,76		
СЦТ от котельной №8	горячая вода	1 701,09	1544,96	1 512,90	2 734,13	2 149,92	2 782,27	2 130,26
По ЭСО в целом	горячая вода	10 513,81	10 324,48	9 827,31	14 340,25	13 864,14	15 830,86	14 191,38

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. Комсомольский на нужды теплоснабжения населения находятся семь источников тепловой энергии – котельная №3 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная ТП 2-й мкр. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная по ул. Садовая. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №4 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №5 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №6 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», №8 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия». Таким образом, в зоне действия котельных находится вся территория г.п. Комсомольский. 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 53,55 Гкал/ч.

Средний радиус теплоснабжения для котельных и подключенных абонентов составляет от 0,213км до 1893 км. Данные по радиусу действия приведен в табл.1.16. 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 1,893 км (котельная №3).

1.4.1.1 Зона котельной №3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из трех котельных: котельная №3, котельная по ул. Садовая и котельная ТП 2-го микрорайона расположенных во втором микрорайоне на окраине г.п. Комсомольский. Зоны действия котельных являются дома №30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38а, 38б, 39, 40, 41, 42, 45, 12, 14, 15, 16 и т.д., а также ул. Спортивная, Садовая, Театральная, Республиканская и т.д.

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.17.

Таблица 1.17 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	2-й микрорайон	Котельная №3, котельная по ул. Садовая и ул. ТП 2-го микрорайона
1.2.	Спортивная	
1.3.	Республиканская	
1.4.	Парковая	
1.5.	Садовая	
1.6.	Спортивная	
1.7.	Театральная	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №3 приведено в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №3, котельная по ул. Садовая и ТП 2-го микрорайона	7,757	1893

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельной №3 составляет 7,757 Гкал/ч.

1.4.1.2 Зона действия котельной №4 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №4 расположенной в г.п. Комсомольский. Зоны действия котельной №4 г.п. Комсомольский обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Республиканская, дома №19, 21, 23, а также ул. Пионерская, №3, а также обеспечение горячей водой МУЗ «Комсомольская ЦРБ».

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	Республиканская	Котельная №4
1.2.	Пионерская	

1.4.1.3 Зона действия котельной №5 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Зона действия котельной №5 аналогична зоне действия котельной №6. Суммарная нагрузка ГВС потребителей, расположенных в зоне действия котельной №5 составляет 1,396 Гкал/ч.

1.4.1.4 Зона действия котельной №6 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №6 в 1-м микрорайоне г.п. Комсомольский. Зоны действия котельной №6 являются объекты жилого и административного фонда 1-го микрорайона (дома с №1 по 48а), а также дом №18 по ул. С. Довыдова и т.д.

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника Теплоснабжения
1.1.	1-й микрорайон	Котельная №6
1.2.	С. Довыдова	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №6 приведено в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №6	10,881	952

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельной №6 составляет 10,881 Гкал/ч.

1.4.1.5 Зона действия котельной №8 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Зона действия котельной №8 в г.п. Комсомольский являются объекты жилого и административного фонда расположенных по адресу ул. Калинина (дома №4, 7, 5, 6, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 22), ул. Комсомольская (дома 4а, 8, 3), ул. Ленина (дома №12, 13, 15, 14, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 5, 7), ул. Пионерская (дома №26, 30, 34), ул. Республиканская (дома №5, 7, 9, 11, 13, 15, 17), ул. Суродеева (дома №8, 10, 14, 16, 6), а также объекты по ул. Коммунистическая, дом №1, 2, 11.

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.22.

Таблица 1.22 – Наименование районов проекта планировки от котельной №8

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника Теплоснабжения
1.1.	Калинина	Котельная №8
1.2.	Комсомольская	
1.3.	Ленина	
1.4.	Республиканская	
1.5.	Суродеева	
1.6.	Пионерская	
1.7.	Коммунистическая	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №8 приведено в таблице 1.23.

Таблица 1.23 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №8	3,179	770

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельной №8 составляет 3,179 Гкал/ч.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к основными котельным г.п. Комсомольский, расположенных в зонах действия котельных, составляет 25,03 Гкал/ч.



Рисунок 1.9-Зоны действия основных котельных г.п. Комсомольский

1.4.1.6 Зоны действия крышных котельных

Крышные котельные в г.п. Комсомольский отсутствуют.

1.4.1.7 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных

Ведомственные и муниципальные энергоисточники осуществляют теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций.

1.4.1.8 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:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^3 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0,86} \cdot B^{0,26} \cdot S}{\Pi^{0,62} \cdot H^{0,19} \Delta\tau^{0,38}}$$

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 приравнивая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_э = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для ТЭЦ и наиболее крупных котельных приводятся в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Результаты расчета радиуса теплоснабжения

	R-радиус действия главной магистрали (длина главной магистрали), км	H-потери напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.в.ст.	s-удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м ²	Π-теплоплотность района, Гкал/ч*км ²	T-расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С	Rэ
Котельная №3	1,893	14	1980,45	0,81	25	1,13
Котельная №6	0,952	14	1755,94	16,28	25	1,39

1.4.3 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной

Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельным представлена в табл.1.25. Наиболее большой резерв мощности имеется в следующих котельных: Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» в размере 7,203 Гкал/ч и котельной №6 в размере 12,849 Гкал/ч.

Анализируя мощность котельных г.п. Комсомольский, было определено что общая располагаемая тепловая мощность котельных города составляет – 47,65 Гкал/ч.

Таблица 1.25 – 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	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №3, котельная по ул.Садовая, котельная ТП 2-го микрорайона	17,50	14,96	7,757	7,203
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №4	1,79	4,035	1,820	2,215
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №5	1,94	1,78572	1,396	0,390
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №6	26,00	23,73	10,881	12,849
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №8	3,10	2,84832	3,179	-0,330
	Итого	50,33	47,36	25,03	22,33

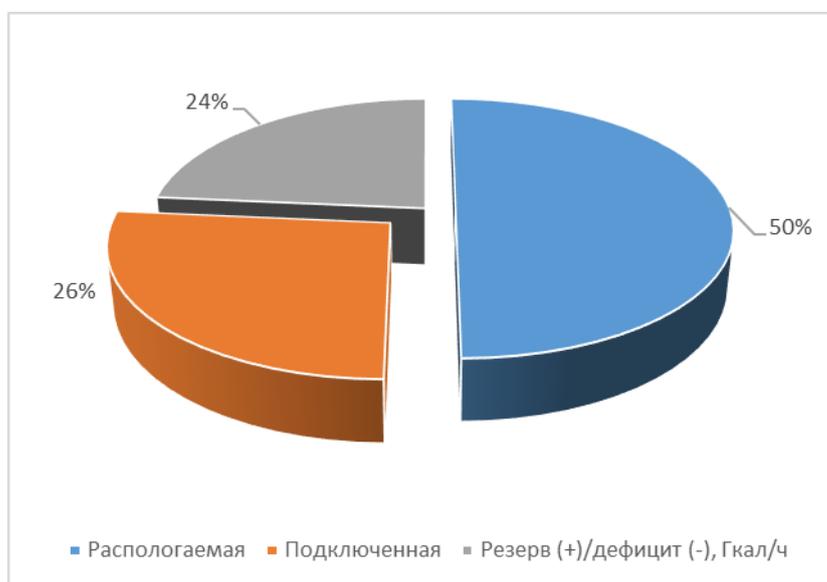


Рисунок 1.10 – Структура установленной мощности относительно режимных карт

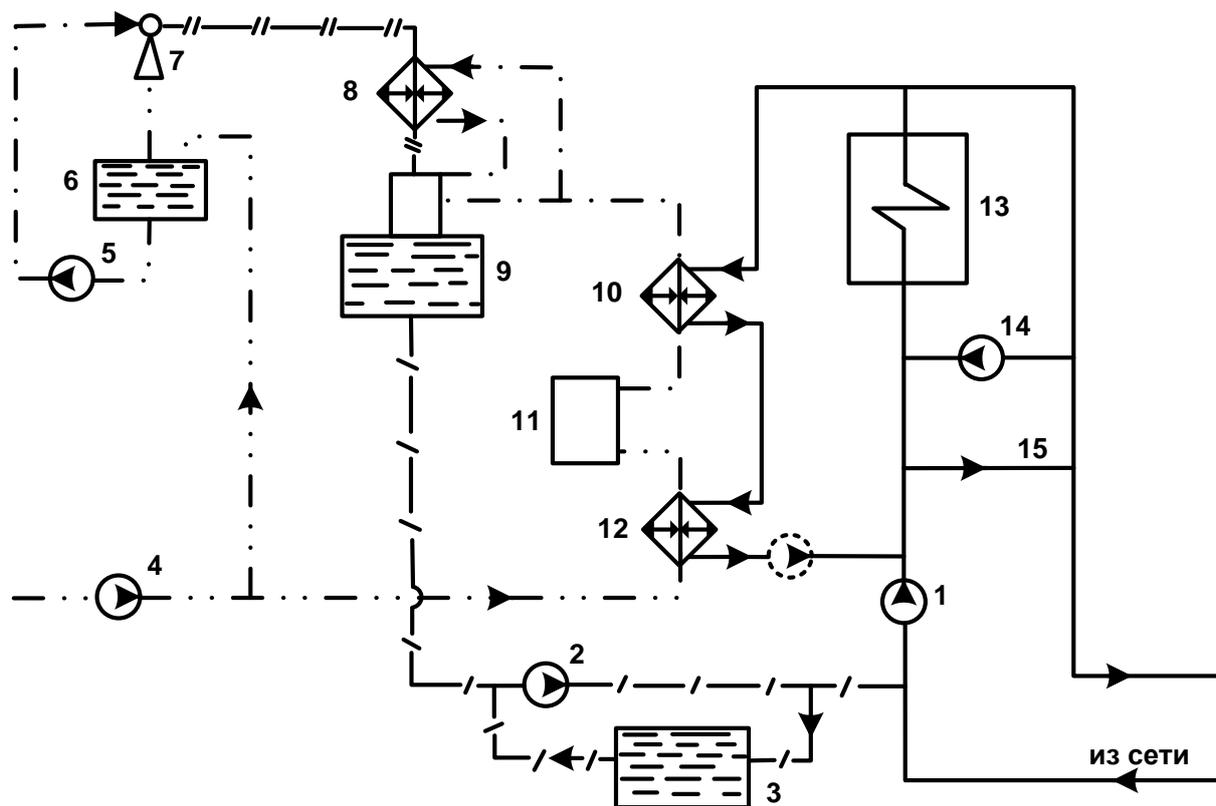
1.4.4 Схемы выдачи тепловой мощности котельных

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.1.11). 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 переключками – 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 выпара; 9 – вакуумный; 10 – подогреватель химически очищенной воды; 11 – фильтр химводоочистки; 12 – подогреватель исходной воды; 13 – водогрейный котел; 14 – рециркуляционный насос; 15 – линия перепуска.

Рисунок 1.11 – Принципиальная тепловая схема водогрейной 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 деаэраторной головки, проходит через теплообменник – охладитель выпара. В этом теплообменнике происходит конденсация 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.

Если отопительная котельная оборудована паровыми котлами, то горячую воду для системы теплоснабжения получают в поверхностных паро-водяных подогревателях. Паро-водяные водоподогреватели чаще всего бывают отдельно стоящие, но в некоторых случаях применяются подогреватели, включенные в циркуляционный контур котла, а также надстроенные над котлами или встроенные в котлы. Показана принципиальная тепловая схема производственно-отопительной котельной с паровыми котлами (рис. 1.11), снабжающими паром и горячей водой закрытые двухтрубные водяные и паровые системы теплоснабжения. Для приготовления питательной воды котлов и подпиточной воды тепловой сети предусмотрен один деаэратор. Схема предусматривает нагрев исходной и химически очищенной воды в паро-водяных подогревателях. Продувочная вода от всех котлов поступает в сепаратор пара непрерывной продувки, в котором поддерживается такое же давление, как и в деаэраторе. Пар из сепаратора отводится в паровое пространство деаэратора, а горячая вода поступает в водо-водяной подогреватель для предварительного нагрева исходной воды. Далее продувочная вода сбрасывается в канализацию или поступает в бак подпиточной воды.

Для выравнивания режима приготовления горячей воды, а также для ограничения и выравнивания давления в системах горячего и холодного водоснабжения в отопительных котельных предусматривают установку баков-аккумуляторов.

Тягодутьевые установки по схеме применения бывают: общие (для всех котлов котельной), групповые (для отдельных групп котлов), индивидуальные (для отдельных котлов). Общие и групповые установки должны иметь два дымососа и два дутьевых вентилятора. Индивидуальные установки по условиям регулирования их работы при изменении производительности котла являются наиболее желательными.

В г.п. Комсомольский паровые котельные отсутствуют.

1.4.5 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения котельных ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» является вода из поселкового водопровода г.п. Комсомольский. В котельных №4, №6, №3 применяется система химводоподготовки: Na-катионитная, а в котельных №5 и №8 установлена система водоподготовки. До химобработки «сырая» вода проходит механическую предочистку в механических фильтрах.

Исходная вода проходит обработку в системе водоподготовки, в которой происходит умягчение воды с целью обеспечения надежной работы котлов без повреждений их элементов из-за отложения накипи и шламов. В качестве фильтрующего материала применяется катионит КУ-2-8 ГОСТ 220298-74 и сульфуголь СК ГОСТ 5696-74. Характеристика химводоподготовительного оборудования приведены в табл.1.26.

Таблица 1.26-Характеристика системы ВПУ котельных г.п. Комсомольский

№ п/п	Наименование котельной	Ввод в эксплуатацию, год	Тип ВПУ	Марка фильтров ХВО	Производительность, м3/ч	Удел. расход соли, г/г-экв.	Наличие деаэрационной установки для подготовки подпиточной воды
1	Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	1985	II-На катионирования	ФИПа-1,0-0,6-На	60	212	-
2	Котельная ТП по ул. Садовая ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	2011	-	умягчитель LM3FM	10	-	-
3	Котельная №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	1995	II-На катионирования	ФИПа-1,0-0,6-На	60	217	-
		2013	-	умягчитель LM3FM	10	-	-
4	Котельная №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	2012	-	умягчитель LM3FM	10	-	-
5	Котельная №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	1980	II-На катионирования	ФИПа-1,0-0,6-На	60	230	-
6	Котельная №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	1998	II-На катионирования	ФИПа-1,0-0,6-На	60	245	-
7	Котельная ТП 2-го мкр. ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	2011	-	умягчитель LM3FM	10	-	-

Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

1.4.6 Проектный и установленный топливный режим

На территории г.п. Комсомольский работают более 7 котельных, из них на теплоснабжение населения а также бюджетных потребителей основным источником теплоснабжения являются котельная №3 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная ТП 2-й мкр. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная по ул. Садовая. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №4 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №5 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №6 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», №8 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия». Основным топливом является природный газ. Ни одна из котельных г.п. Комсомольский не имеет резервного топлива.

Основным поставщиком природного газа для теплоисточников г.п. Комсомольский 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 1.27.

Таблица 1.27 – Динамика структуры топлива

Показатели		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Газ							
Калорийность	ккал/нм ³	8100	8124	8232	8244	8277	8308
Мазут							
Зольность	%						
Влажность	%						
Калорийность	ккал/кг						

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. Комсомольский подключенных к СЦТ от котельных: №3; №4; №6; №8; №5 котельной по ул. Садовая, котельной ТП-2й мкр, представлена в табл. 1.28. Согласно табл. 1.28 расчетная присоединенная тепловая нагрузка г.п. Комсомольский обеспечивающая теплом централизованно составляет 22,2894 Гкал/ч на цели отопления и 2,7429 Гкал/ч на цели ГВС.

Таблица 1.28 – Сводная тепловая нагрузка и годовое теплоснабжение в 2017 г.

Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная максимально-часовая нагрузка, Гкал/ч		Годовая потребность в тепле, Гкал	
	Отопление	ГВС	Отопление	ГВС
СЦТ от котельной №3	6,6928		15642,82	
котельной в ТП 2 мкр.		0,9082		4303,11
котельной в ТП по ул. Садовая		0,1559		738,58
СЦТ от котельной №4	1,5369	0,2833	3721,94	539,12
СЦТ от котельной №5		1,3955		2437,58
СЦТ от котельной №6	10,8811		25549,26	
СЦТ от котельной №8	3,1785		7230,78	
Итого	22,2894	2,7429	52144,80	8018,39

Тепловая нагрузка по типу объектов (жилые дома, административно-бытовые здания, образовательные и т.д.) г.п. Комсомольский представлена в табл. 1.29. Как видно из таблицы 80,49 % тепловой нагрузки составляет тепловая нагрузка жилых домов.

Таблица 1.29 – Тепловая нагрузка и годовое теплоснабжение на отопление по типу объектов

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная часовая нагрузка		Теплопотребление, Гкал
		Гкал/ч	%	
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	16,254	80,49%	38217,47
2	Административно-бытовые здания	0,799	3,96%	1712,56
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	1,898	9,40%	4373,62
4	Объектов здравоохранения	1,241	6,15%	3026,03

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. Комсомольский согласно табл. 1.30 используется в 1342 квартире. Общая площадь квартир с индивидуальным отоплением составляет 72575,5 м² (30,18 % от общей площади многоквартирных домов).

Таблица 1.30 – Индивидуальное отопление многоквартирных домов

№ п/п	Количество квартир в МКД, находящиеся на центральном отоплении		Площадь квартир на центральном отоплении	Количество квартир в МКД, находящиеся на индивидуальном отоплении	Площадь квартир на индивидуальном отоплении	
	адрес МКД	кол-во квартир	кв.м	кол-во квартир	кв.м	%
1	2	3	4	5	6	7
Котельная №3		1294	53329,2	454	25529,23	32,37%
1	МИКРОРАЙОН-2, 11	24	1215,8	4	187,9	13,39%
2	МИКРОРАЙОН-2, 14	51	2371,7	39	2197,7	48,10%
3	МИКРОРАЙОН-2, 15	58	2263,7	2	91	3,86%
4	МИКРОРАЙОН-2, 16	59	2625,7	1	58,5	2,18%
5	МИКРОРАЙОН-2, 30	80	3538,5	19	985,6	21,79%
6	МИКРОРАЙОН-2, 31	65	2118,4	4	105,7	4,75%
7	МИКРОРАЙОН-2, 32	47	2379,9	13	730,0	23,47%
8	МИКРОРАЙОН-2, 34	41	1726,1	19	974,1	36,08%
9	МИКРОРАЙОН-2, 35	47	2016,51	13	665,1	24,80%
10	МИКРОРАЙОН-2, 36	35	1610,2	25	1458,1	47,52%
11	МИКРОРАЙОН-2, 37	64	2150,1	6	217,7	9,19%
12	МИКРОРАЙОН-2, 38А	43	2078,4	17	981,9	32,09%
13	МИКРОРАЙОН-2, 38Б	45	2158,3	15	915,9	29,79%
14	МИКРОРАЙОН-2, 39	39	1838,4	21	1221,8	39,93%
15	МИКРОРАЙОН-2, 40	40	2026,7	20	1129,9	35,79%
16	МИКРОРАЙОН-2, 41	60	2762,4	20	1134,6	29,11%
17	МИКРОРАЙОН-2, 42	45	2217,0	15	854,1	27,81%
18	МИКРОРАЙОН-2, 45	31	1467,0	5	245,7	14,35%
19	ПАРКОВАЯ, 1	10	400,8	6	332,6	45,35%
20	ПАРКОВАЯ, 2	64	705,5	2	56,0	7,35%
21	ПАРКОВАЯ, 4	20	770,99	4	135,7	14,97%
22	ПАРКОВАЯ, 6	22	818,97	2	80,66	8,97%
23	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 6	5	261,9	7	390,27	59,84%
24	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 8	9	535,4	1	64,2	10,71%
25	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 10	5	315	7	431,5	57,80%
26	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 12	14	406,9	2	79,4	16,33%
27	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 14	16	525,1			
28	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 16	7	401,2	3	192,1	32,38%
29	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 2	6	349,8	6	390,2	52,73%

Продолжение табл. 1.30

1	2	3	4	5	6	7
30	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 4	6	322,5	6	321,7	49,94%
31	САДОВАЯ, 15	2	81,0			
32	САДОВАЯ, 15А	22	1226,5	14	810,7	39,79%
33	САДОВАЯ, 25	6	630,7	54	3658,4	85,30%
34	САДОВАЯ, 27	8	317,0	44	2533,8	88,88%
35	САДОВАЯ, 19	1	47,5	3	139,4	74,59%
36	САДОВАЯ, 23	41	2018,9	19	1142,7	36,14%
37	СПОРТИВНАЯ, 3	12	368,7	4	159,6	30,21%
38	СПОРТИВНАЯ, 5	16	534,73			
39	СПОРТИВНАЯ, 7	16	531,2			
40	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 11	13	147,0			
41	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 13	15	468,1	1	35,8	7,10%
42	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 15	16	537,4			
43	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 17	14	447,5	2	66,2	12,89%
44	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 4	15	498,9	1	41,6	7,70%
45	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 6	13	433,8	3	108,2	19,96%
46	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 8	10	125,1	5	203,2	61,89%
47	ТЕАТРАЛЬНАЯ, 9	16	536,3			
Котельная №4		32	1344,8	18	860,7	39,03%
1	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 21	15	595,4	9	416,4	41,15%
2	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 23	15	612,2	8	371,8	37,78%
3	КОМСОМОЛЬСКАЯ, 4А	2	137,2	1	72,5	34,57%
Котельная №6		2750	99181,74	808	42971,1	30,23%
1	МИКРОРАЙОН-1, 1	46	1805,34	18	669,5	27,05%
2	МИКРОРАЙОН-1, 10	82	3985,1	44	2437,3	37,95%
3	МИКРОРАЙОН-1, 11	62	2712,9	8	382,4	12,35%
4	МИКРОРАЙОН-1, 12	51	1911,8	19	1069	35,86%
5	МИКРОРАЙОН-1, 14	59	2280,8	5	205,8	8,28%
6	МИКРОРАЙОН-1, 15	55	2320,8	15	770,9	24,93%
7	МИКРОРАЙОН-1, 2	41	1426,4	23	1068,1	42,82%
8	МИКРОРАЙОН-1, 21	49	2217,4	16	787,1	26,20%
9	МИКРОРАЙОН-1, 22	53	2350,9	17	879,4	27,22%
10	МИКРОРАЙОН-1, 23	78	4091,8	61	3355,8	45,06%
11	МИКРОРАЙОН-1, 24	90	3879,0	10	415,6	9,68%
12	МИКРОРАЙОН-1, 25	56	2571,8	14	719,3	21,86%
13	МИКРОРАЙОН-1, 26	59	2500,9	11	559,4	18,28%
14	МИКРОРАЙОН-1, 27	80	3359,8	20	918,3	21,47%
15	МИКРОРАЙОН-1, 28	78	3312,7	22	1003,5	23,25%
16	МИКРОРАЙОН-1, 29	83	3608,1	15	692,5	16,10%
17	МИКРОРАЙОН-1, 3	50	1948,6	8	318,4	14,04%
18	МИКРОРАЙОН-1, 30	34	1426,9	26	1321,1	48,07%

Продолжение табл. 1.30

1	2	3	4	5	6	7
19	МИКРОРАЙОН-1, 31	50	2315,8	17	784,9	25,31%
20	МИКРОРАЙОН-1, 32	60	2927,3	20	1160,7	28,39%
21	МИКРОРАЙОН-1, 33	124	1901,4	2	71,6	3,63%
22	МИКРОРАЙОН-1, 34	123	1575,6	0	1575,6	50,00%
23	МИКРОРАЙОН-1, 35	38	1812,5	22	1200,5	39,84%
24	МИКРОРАЙОН-1, 36	114	2838,9	6	151,2	5,06%
25	МИКРОРАЙОН-1, 37	45	1959,7	15	757,8	27,89%
26	МИКРОРАЙОН-1, 38	68	2913,3	12	551,3	15,91%
27	МИКРОРАЙОН-1, 39	62	2671,2	18	830,7	23,72%
28	МИКРОРАЙОН-1, 4	45	1990	11	446,6	18,33%
29	МИКРОРАЙОН-1, 40	33	1603,4	27	1457,3	47,61%
30	МИКРОРАЙОН-1, 42	45	2210,7	15	819,1	27,03%
31	МИКРОРАЙОН-1, 43	38	2087,3	22	1027,8	32,99%
32	МИКРОРАЙОН-1, 44	36	1642,1	24	1466,8	47,18%
33	МИКРОРАЙОН-1, 45	40	1981,6	20	1129,8	36,31%
34	МИКРОРАЙОН-1, 46	40	1929,3	20	1182,0	37,99%
35	МИКРОРАЙОН-1, 47	59	2800,8	21	1247,2	30,81%
36	МИКРОРАЙОН-1, 48А	331	1261,6	1	29,0	2,25%
37	МИКРОРАЙОН-1, 49	90	4267,0	46	2486,8	36,82%
38	МИКРОРАЙОН-1, 5	35	1397,8	25	1188,2	45,95%
39	МИКРОРАЙОН-1, 6	50	2085,3	20	964,6	31,63%
40	МИКРОРАЙОН-1, 7	45	1733,2	19	758,5	30,44%
41	МИКРОРАЙОН-1, 9	73	3564,9	73	4109,7	53,55%
Котельная №8		335	14015,2	62	3214,5	18,66%
1	КАЛИНИНА, 11	4	170,8	4	191,2	52,82%
2	КАЛИНИНА, 12	5	316,1	3	190,1	37,55%
3	КАЛИНИНА, 13	6	277,1	2	80,0	22,40%
4	КАЛИНИНА, 14	7	318,3	1	52,2	14,09%
5	КАЛИНИНА, 15	8	361,8			
6	КАЛИНИНА, 16	8	359,5			
7	КАЛИНИНА, 17	14	698,2	2	131,1	15,81%
8	КАЛИНИНА, 20	7	303,6	1	58,2	16,09%
9	КАЛИНИНА, 22	10	503,2	6	334	39,89%
10	КАЛИНИНА, 4	7	317,4	1	39,9	11,17%
11	КАЛИНИНА, 5	7	410,0	3	187,1	31,33%
12	КАЛИНИНА, 6	8	359,1			
13	КАЛИНИНА, 8	4	249,9	4	251,7	50,18%
14	КАЛИНИНА, 9	7	380,1	3	196,4	34,07%
15	КОМСОМОЛЬСКАЯ, 8	8	370,0			
16	ЛЕНИНА, 13	8	406,8			
17	ЛЕНИНА, 15	8	404,2			

Продолжение табл. 1.30

1	2	3	4	5	6	7
18	ЛЕНИНА, 20	3	158,4	1	53,8	25,35%
19	ЛЕНИНА, 21	15	708,2			
20	ЛЕНИНА, 22	3	160,1	1	53,3	24,98%
21	ЛЕНИНА, 24	8	317,5	1	51,6	13,98%
22	ЛЕНИНА, 5	6	295,2			
23	ЛЕНИНА, 7	8	400,6			
24	ПИОНЕРСКАЯ, 26	11	449,1	5	252,5	35,99%
25	ПИОНЕРСКАЯ, 30	12	532,2	4	166,4	23,82%
26	ПИОНЕРСКАЯ, 34	12	545,6	4	166,9	23,42%
27	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 11	2	98,3	10	573,9	85,38%
28	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 13	8	494,8	4	85,8	14,78%
29	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 15	34	659,7			
30	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 17	38	538,5	1	56,0	9,42%
31	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 5	7	347,2	1	42,4	10,88%
32	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 7	8	374,0			
33	СУРОДЕЕВА, 10	8	406,1			
34	СУРОДЕЕВА, 14	8	413,7			
35	СУРОДЕЕВА, 16	8	404,7			
36	СУРОДЕЕВА, 6	2	103,8			
37	СУРОДЕЕВА, 8	8	401,4			
Итого по г.п. Комсомольский		4411,0	167870,9	1342,0	72575,5	30,18%

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. Комсомольский по состоянию на 01.01.2018 г. составляет 22,2894 Гкал/ч. При этом тепловая нагрузка потребителей: от СЦТ от котельной №3 – 6,6928 Гкал/ч; от СЦТ от котельной №4 – 1,5369 Гкал/ч; от СЦТ от котельной №6 – 10,8811 Гкал/ч; от СЦТ от котельной №8 – 3,1785 Гкал/ч.

По каждому потребителю СЦТ расчетная тепловая нагрузка представлена в табл. 1.31-1.34

Таблица 1.31 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №3 г.п. Комсомольский на 2017 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Площадь здания, м2	Наружный строительный объем здания, м3	Присоединенная максимально- часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая потребность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индивидуальное отопление)		Теплопотребление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ж/д, ул.Республиканская, 2	740	3611	0,0737	173,32	390,2	76,4	96,91	0,0412
2	Ж/д, ул.Республиканская, 4	644,2	3325	0,0782	183,88	321,7	63,0	120,89	0,0514
3	Ж/д, ул.Республиканская, 6	652,17	3045	0,0731	171,83	390,3	76,4	95,41	0,0406
4	Ж/д, ул.Республиканская, 8	599,6	3620	0,0834	196,11	64,2	12,6	183,54	0,0781
5	Ж/д, ул.Республиканская, 10	748,4	3465	0,0834	196,11	431,5	84,5	111,62	0,0475
6	Ж/д, ул.Республиканская, 12	486,3	2549	0,0636	149,59	79,4	15,5	134,05	0,0570
7	Ж/д, ул.Республиканская, 14	525,3	2371	0,0798	187,71		0,0	187,71	0,0798
8	Ж/д, ул.Республиканская, 16	530,1	3372	0,0793	186,48	192,1	37,6	148,86	0,0633
9	Ж/д, ул.Парковая, 1	772,2	1612	0,0330	77,59	332,6	65,1	12,47	0,0053
10	Ж/д, ул.Парковая, 2	756,9	4987	0,1077	253,27	56,0	11,0	242,31	0,1031
11	Ж/д, ул.Парковая, 4	906,69	3867	0,0872	205,12	135,7	26,6	178,55	0,0759
12	Ж/д, ул.Парковая, 6	899,63	3690	0,0872	205,12	80,7	15,8	189,33	0,0805
13	Ж/д, ул.Театральная, 4	540,5	2963	0,0711	167,20	41,6	8,1	159,06	0,0676
14	Ж/д, ул.Театральная, 6	542	2425	0,0605	142,32	108,2	21,2	121,13	0,0515
15	Ж/д, ул.Театральная, 8	531,5	2368	0,0591	138,97	203,2	39,8	99,18	0,0422
16	Ж/д, ул.Театральная, 9	536,3	2399	0,0586	137,74		0,0	137,74	0,0586
17	Ж/д, ул.Театральная, 11	147	3311	0,0779	183,10		0,0	183,10	0,0779
18	Ж/д, ул.Театральная, 13	503,9	2348	0,0586	137,80	35,8	7,0	130,79	0,0556
19	Ж/д, ул.Театральная, 15	538,4	2368	0,0591	203,20		0,0	203,20	0,0864
20	Ж/д, ул.Театральная, 17	511,1	2663	0,0652	153,28	66,2	13,0	140,32	0,0597

Продолжение табл. 1.31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	Ж/д, ул.Садовая, 15	81	240	0,0189	44,40		0,0	44,40	0,0189
22	Ж/д, ул.Садовая, 15б								
22	Ж/д, ул.Садовая, 15а	2038,6	7965	0,1568	368,56	810,7	158,7	209,83	0,0892
23	Ж/д, ул.Садовая, 19	186,9	335	0,0220	51,73	139,4	27,3	24,43	0,0104
24	Ж/д, ул.Садовая, 23	3160,8	11759	0,2145	504,31	1142,7	223,7	280,56	0,1193
25	Ж/д, ул.Садовая, 25	4241,2	17282	0,3730	876,92	3658,4	716,3	160,61	0,0683
26	Ж/д, ул.Садовая, 27	2808,9	13426	0,2390	561,86	2533,8	496,1	65,74	0,0280
27	Ж/д, Микрорайон-2, 11	1403,7	5540	0,0961	226,07	187,9	36,8	189,28	0,0805
28	Ж/д, Микрорайон-2, 14	4569,6	17430	0,3096	727,85	2197,7	430,3	297,54	0,1265
29	Ж/д, Микрорайон-2, 15	2307,7	12371	0,1923	452,14	91,0	17,8	434,32	0,1847
29	Ж/д, Микрорайон-2, 16			0,1923	452,14	58,5	11,5	440,69	0,1874
30	Ж/д, Микрорайон-2, 30	4586	11804	0,3842	903,40	985,6	193,0	710,42	0,3021
31	Ж/д, Микрорайон-2, 31	2287,4	12371	0,2256	530,55	105,7	20,7	509,86	0,2168
32	Ж/д, Микрорайон-2, 32	3109,2	11407	0,2081	489,21	730,0	142,9	346,28	0,1473
33	Ж/д, Микрорайон-2, 34	2696,5	11656	0,2126	499,89	974,1	190,7	309,16	0,1315
34	Ж/д, Микрорайон-2, 35	2712,61	12280	0,2240	526,65	665,1	130,2	396,42	0,1686
35	Ж/д, Микрорайон-2, 36	3068,3	11762	0,2145	504,43	1458,1	285,5	218,94	0,0931
36	Ж/д, Микрорайон-2, 37	2371,6	11521	0,2101	494,10	217,7	42,6	451,47	0,1920
37	Ж/д, Микрорайон-2, 38	6129,1	26000	0,4618	1085,71	1897,8	371,6	714,12	0,3037
38	Ж/д, Микрорайон-2, 39	3059	13314	0,2365	555,97	1221,8	239,2	316,74	0,1347
39	Ж/д, Микрорайон-2, 40	3157	11759	0,2145	504,31	1129,9	221,2	283,07	0,1204
40	Ж/д, Микрорайон-2, 41	3895,5	16763	0,2977	699,99	1134,6	222,2	477,84	0,2032
41	Ж/д, Микрорайон-2, 42	3071,1	11865	0,2164	508,72	854,1	167,2	341,49	0,1452
42	Ж/д, Микрорайон-2, 45	1710,4	8509	0,2365	556,07	245,7	48,1	507,96	0,2160
43	Ж/д, ул.Спортивная, 3	528,3	2413	0,0602	141,61	159,6	31,2	110,36	0,0469
44	Ж/д, ул.Спортивная, 5	534,73	2425	0,0605	142,32			142,32	0,0605

Продолжение табл. 1.31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	Ж/д, ул. Спортивная, 7	531,2	2413	0,0602	141,61			141,61	0,0602
46	МДОУ Д/с "Аленький цветочек", Мкр.2, 44		9968	0,1695	416,50			416,50	0,1695
47	МОУ ДОД "Комсомольская ДЮСШ"		20700	0,3142	772,32			772,32	0,3142
48	МОУ ДОД "ДДТ", ул. Спортивная, 2		1728	0,0357	87,66			87,66	0,0357
49	МБУ КДЦ "Россия", ул. Театраль- ная, 3		5796	0,0816	182,43			182,43	0,0816
50	МОУ "Комсомольская СОШ №3", Мкр.-2, 13		31928	0,4967	1110,27			1110,27	0,4967
51	МОУ "Комсомольская СОШ №3", Мкр.-2, 13 (бассейн)			0,0131	29,26			29,26	0,0131
51	МОУ "Комсомольская СОШ №3", Мкр.-2, 13 (гараж)			0,0120	26,85			26,85	0,0120
51	ГАУ РМ "Ледовый дворец", ул. Рес- публиканская, 33		79051	0,6825	1525,65			1525,65	0,6825
52	ГУ "1 отряд ФПС по РМ"		8776	0,1777	417,85			417,85	0,1777
53	ОАО АКБ "Актив банк" ДО Чам- зинка, Микр. 2, 29		1492	0,0308	72,41			72,41	0,0308
	ИТОГО	76358,5	484408	8,7914	20641,44	25529,2	4998,6	15642,82	6,6928

Таблица 1.32 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №4 г.п. Комсомольский на 2017 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Площадь здания, м2	Наружный строительный объем здания, м3	Присоединенная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая потребность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индивидуальное отопление)		Теплопотребление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ж/д, ул. Республиканская, 19а	497,9	5130	0,1108	260,54		0,0	260,54	0,1108
2	Ж/д, ул. Республиканская, 21	1050,4	4788	0,1034	243,17	416,4	81,5	161,64	0,0687
3	Ж/д, ул. Республиканская, 23	984	4788	0,1034	243,17	371,8	72,8	170,37	0,0725
3	Ж/д, ул. Комсомольская, 4а	209,7	2000	0,0500	117,56	72,5	14,2	103,37	0,0440
4	Поликлиника (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		13545	0,2167	532,66		0,0	532,66	0,2167
5	Лечебный корпус №1 (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		12282	0,1965	483,00		0,0	483,00	0,1965
6	Лечебный корпус №2 (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		24252	0,3638	894,11		0,0	894,11	0,3638
7	Нарологич. отделение (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		5112	0,0920	226,16		0,0	226,16	0,0920
8	Инфекционное отделение (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		2340	0,0468	115,03		0,0	115,03	0,0468
9	Лаборатория (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		1674	0,0389	95,55		0,0	95,55	0,0389
10	Аптека (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		180	0,0037	8,73		0,0	8,73	0,0037
11	Скорая помощь (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		1476	0,0295	72,56		0,0	72,56	0,0295
12	Кухня (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		450	0,0072	16,20		0,0	16,20	0,0072

Продолжение табл. 1.32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Автоклавная (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		459	0,0092	22,56		0,0	22,56	0,0092
14	Морг (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		958	0,0335	78,72		0,0	78,72	0,0335
15	Столовая, прачечная, гараж (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		3123	0,0492	106,91		0,0	106,91	0,0492
16	Гараж (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		252	0,0071	12,83		0,0	12,83	0,0071
17	Детское отделение (ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ)		8160	0,1469	361,01		0,0	361,01	0,1469
	ИТОГО	2742,0	90969	1,6086	3890,47	860,7	168,5	3721,94	1,5369

Таблица 1.33 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №6 г.п. Комсомольский на 2017 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Площадь здания, м2	Наружный строительный объем здания, м3	Присоединенная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая потребность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индивидуальное отопление)		Теплопотребление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Дом №1 (1-й микрорайон)	2474,84	10332	0,2145	504,35	669,5	131,1	373,26	0,1587
2	Дом №2 (1-й микрорайон)	2494,5	10322	0,2145	504,35	1068,1	209,1	295,21	0,1256
3	Дом №3 (1-й микрорайон)	2267,1	10440	0,2145	504,35	318,4	62,3	442,01	0,1880
4	Дом №4 (1-й микрорайон)	2436,6	10440	0,2145	504,35	446,6	87,4	416,90	0,1773
5	Дом №5 (1-й микрорайон)	2632	11431	0,2611	613,85	1188,2	232,6	381,20	0,1621
6	Дом №6 (1-й микрорайон)	3049,9	10451	0,2611	613,85	964,6	188,9	424,98	0,1807
7	Дом №7 (1-й микрорайон)	2491,7	10332	0,2145	504,35	758,5	148,5	355,83	0,1513
8	Дом №9 (1-й микрорайон)	7685,3	37435	0,7629	1793,87	4109,7	804,7	989,19	0,4207
9	Дом №10 (1) (1-й микрорайон)	3215,5	13440	0,2771	651,43	1218,7	238,6	412,82	0,1756
10	Дом №10 (2) (1-й микрорайон)	3215,5	14094	0,2178	512,07	1218,7	238,6	273,46	0,1163
11	Дом №11 (1-й микрорайон)	3097,1	11232	0,2797	657,69	382,4	74,9	582,82	0,2479
12	Дом №12 (1-й микрорайон)	2895,3	13426	0,2797	657,69	1069,0	209,3	448,38	0,1907
13	Дом №14 (1-й микрорайон)	2486,6	12900	0,2760	648,92	205,8	40,3	608,63	0,2589
14	Дом №15 (1-й микрорайон)	3090,9	12900	0,2797	657,69	770,9	150,9	506,75	0,2155
15	Дом №21 (1-й микрорайон)	2955,9	12647	0,2872	675,23	787,1	154,1	521,12	0,2216
16	Дом №22 (1-й микрорайон)	3230,7	13890	0,2872	675,23	879,4	172,2	503,04	0,2139
17	Дом №23 (1) (1-й микрорайон)	3715,95	19347	0,3105	730,03	1677,9	328,5	401,50	0,1708
18	Дом №23 (2) (1-й микрорайон)	3715,95	18500	0,3105	730,03	1677,9	328,5	401,50	0,1708

Продолжение табл. 1.33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	Дом №24 (1-й микрорайон)	4294	18540	0,3916	920,76	415,6	81,4	839,38	0,3570
20	Дом №25 (1-й микрорайон)	3289,7	13725	0,2632	618,86	719,3	140,8	478,02	0,2033
21	Дом №26 (1-й микрорайон)	3061,4	13132	0,2390	561,86	559,4	109,5	452,33	0,1924
22	Дом №27 (1-й микрорайон)	4294	18300	0,3636	855,00	918,3	179,8	675,20	0,2872
23	Дом №28 (1-й микрорайон)	4325	18402	0,3636	855,00	1003,5	196,5	658,51	0,2801
24	Дом №29 (1-й микрорайон)	4302,5	18300	0,3636	855,00	692,5	135,6	719,41	0,3060
25	Дом №30 (1-й микрорайон)	2762,6	11078	0,2611	613,85	1321,1	258,7	355,17	0,1511
26	Дом №31 (1-й микрорайон)	3100,7	12132	0,2978	700,28	784,9	153,7	546,60	0,2325
27	Дом №32 (1-й микрорайон)	4088	18054	0,3991	938,31	1160,7	227,3	711,04	0,3024
28	Дом №33 (1-й микрорайон)	1991,4	13007	0,2797	657,69	71,6	14,0	643,67	0,2738
29	Дом №34 (1-й микрорайон)	1570,8	13154	0,2797	657,69	1575,6	308,5	349,19	0,1485
30	Дом №35 (1-й микрорайон)	3012,1	16340	0,2978	700,28	1200,5	235,1	465,23	0,1979
31	Дом №36 (1-й микрорайон)	2990,5	15441	0,2563	602,57	151,2	29,6	572,97	0,2437
32	Дом №37 (1-й микрорайон)	2717,5	12688	0,2424	570,00	757,8	148,4	421,62	0,1793
33	Дом №38 (1-й микрорайон)	3464,6	13030	0,2797	657,69	551,3	107,9	549,75	0,2338
34	Дом №39 (1-й микрорайон)	3502,2	12960	0,2797	657,69	830,7	162,7	495,04	0,2105
35	Дом №40 (1-й микрорайон)	3058,3	12060	0,2797	657,69	1457,3	285,3	372,35	0,1584
36	Дом №42 (1-й микрорайон)	3029,8	11484	0,2424	570,00	819,1	160,4	409,62	0,1742
37	Дом №43 (1-й микрорайон)	3115,1	13789	0,2797	657,69	1027,8	201,2	456,45	0,1941
38	Дом №44 (1-й микрорайон)	3109,6	13892	0,2797	657,69	1466,8	287,2	370,49	0,1576
39	Дом №45 (1-й микрорайон)	3108,4	13377	0,2632	618,86	1129,8	221,2	397,64	0,1691
40	Дом №46 (1-й микрорайон)	3111,3	12778	0,2797	657,69	1182,0	231,4	426,26	0,1813
41	Дом №47 (1-й микрорайон)	4048	20310	0,3721	875,01	1247,2	244,2	630,81	0,2683
42	Дом №48 Общежитие	1290,6	14281	0,2424	570,00	29,0	5,7	564,32	0,2400
43	Дом №49 (1-й микрорайон)	6758	31214	0,7259	1706,87	2486,8	486,9	1219,95	0,5189

Продолжение табл. 1.33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ДС Колокольчик, 1 мкр, 17 а		7088	0,1205	296,16		0,0	296,16	0,1205
45	ДШИ, 1 мкр, 8		4582,5	0,0891	209,50		0,0	209,50	0,0891
46	СОШ2 (н.ш.), С.Давыдова 17		7440	0,1198	267,76		0,0	267,76	0,1198
47	СОШ2 (с.ш.), С.Давыдова 17		21834	0,3440	768,97		0,0	768,97	0,3440
48	ММО МВД РФ "Чамзинский" 1 мкр, 8		4582,5	0,1760	413,74		0,0	413,74	0,1760
49	ГБОУ РМ СПО АИ Техникум		17928	0,2721	608,36		0,0	608,36	0,2721
50	МБДОУ ЦРР-Д/с "Сказка"		20706	0,3520	865,16		0,0	865,16	0,3520
	ИТОГО	140547,4		14,4595	33963,00	42971,1	8413,7	25549,26	10,8811

Таблица 1.34 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №8 г.п. Комсомольский на 2017 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Площадь здания, м2	Наружный строительный объем здания, м3	Присоединенная максимальная часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая потребность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индивидуальное отопление)		Теплопотребление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ж/д, ул. Калинина, 4	357,3	1551	0,0417	98,03	39,9	7,8	90,21	0,0384
2	Ж/д, ул. Калинина, 5	523	3840	0,0866	203,69	187,1	36,6	167,05	0,0710
3	Ж/д, ул. Калинина, 6	359,1	1902	0,0493	115,92			115,92	0,0493
4	Ж/д, ул. Калинина, 8	501,6	2398	0,0599	140,73	251,7	49,3	91,45	0,0389
5	Ж/д, ул. Калинина, 9	579,5	3972	0,0896	210,69	196,4	38,5	172,24	0,0733
6	Ж/д, ул. Калинина, 11	362	1606	0,0432	101,50	191,2	37,4	64,06	0,0272
7	Ж/д, ул. Калинина, 12	506,2	2450	0,0612	143,78	190,1	37,2	106,56	0,0453
8	Ж/д, ул. Калинина, 13	357,1	1640	0,0441	103,65	80,0	15,7	87,99	0,0374
9	Ж/д, ул. Калинина, 14	370,5	1747	0,0461	108,44	52,2	10,2	98,22	0,0418
10	Ж/д, ул. Калинина, 15	361,8	1598	0,0430	101,00			101,00	0,0430
11	Ж/д, ул. Калинина, 16	359,5	1620	0,0435	102,39			102,39	0,0435
12	Ж/д, ул. Калинина, 17	829,3	3676	0,0847	199,14	131,1	25,7	173,47	0,0738
13	Ж/д, ул. Калинина, 20	361,8	1620	0,0435	102,39	58,2	11,4	90,99	0,0387
14	Ж/д, ул. Калинина, 22	837,2	4656	0,1028	241,72	334,0	65,4	176,32	0,0750
15	Ж/д, ул. Комсомольская, 8	370	2217	0,0564	132,61			132,61	0,0564
16	Ж/д, ул. Ленина, 12	213,7	1100	0,0327	76,97			76,97	0,0327
17	Ж/д, ул. Ленина, 13		1583	0,0419	98,47			98,47	0,0419
18	Ж/д, ул. Ленина, 14	222,1	1265	0,0358	84,23			84,23	0,0358
19	Ж/д, ул. Ленина, 15		1583	0,0419	98,47			98,47	0,0419
20	Ж/д, ул. Ленина, 18			0,0340	79,93			79,93	0,0340

Продолжение табл. 1.34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	Ж/д, ул. Ленина, 19	39,6	420	0,0147	34,60	39,6	7,8	26,85	0,0114
22	Ж/д, ул. Ленина, 20	212,2	1216	0,0350	82,34	53,8	10,5	71,81	0,0305
23	Ж/д, ул. Ленина, 22	213,4	1178	0,0339	79,77	53,3	10,4	69,33	0,0295
24	Ж/д, ул. Ленина, 24	369,1	1939	0,0493	115,98	51,6	10,1	105,88	0,0450
25	Ж/д, ул. Пионерская, 26	701,6	3147	0,0740	174,03	252,5	49,4	124,59	0,0530
26	Ж/д, ул. Пионерская, 30	698,6	2826	0,0692	162,66	166,4	32,6	130,08	0,0553
27	Ж/д, ул. Пионерская, 34	712,5	3000	0,0720	169,29	166,9	32,7	136,61	0,0581
28	Ж/д, ул. Республиканская, 5	389,6	1730	0,0457	107,39	42,4	8,3	99,08	0,0421
29	Ж/д, ул. Республиканская, 9	373,2	1839	0,0477	112,08			112,08	0,0477
30	Ж/д, ул. Республиканская, 11	672,2	3402	0,0784	184,30	573,9	112,4	71,93	0,0306
31	Ж/д, ул. Республиканская, 13	679	3392	0,0782	183,75	85,8	16,8	166,96	0,0710
32	Ж/д, ул. Республиканская, 15	659,7	4002	0,0903	212,28			212,28	0,0903
33	Ж/д, ул. Республиканская, 17	594,5	4002	0,0903	212,28	56,0	11,0	201,32	0,0856
34	Ж/д, ул. Суродеева, 8	401,4	1717	0,0453	106,58			106,58	0,0453
35	Ж/д, ул. Суродеева, 10	406,1	2137	0,0544	127,83			127,83	0,0544
36	Ж/д, ул. Суродеева, 14	413,7	2051	0,0522	122,68			122,68	0,0522
37	Ж/д, ул. Суродеева, 16	404,7	2112	0,0537	126,33			126,33	0,0537
38	Ж/д, ул. Суродеева, 6	103,8	510	0,0174	40,87			40,87	0,0174
39	Ж/д, ул. Ленина, 5	368,6	1559	0,0419	98,53			98,53	0,0419
40	Ж/д, ул. Ленина, 7	368,6	1580	0,0425	99,86			99,86	0,0425
41	ФГУП "Почта России", ООО "РТС Центр", АККСБ "КС Банк"(ОАО), ул. Коммунистическая, 1		1800	0,0186	43,68			43,68	0,0186
42	МБУ "ДК Цементник", ул. Калинина, 7		22410	0,3093	691,31			691,31	0,3093

Продолжение табл. 1.34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
43	МБОУ ДОД "Комсомольская ДМШ", ул. Коммунистическая, 2		1152	0,0207	46,20			46,20	0,0207
44	МБОУ "Комсомольская СОШ №1", ул. Комсомольская, 3		16974	0,2729	609,94			609,94	0,2729
45	МБОУ "Комсомольская СОШ №1", Начальная школа, ул. Ленина, 16		6750	0,1087	242,93			242,93	0,1087
46	МБДОУ Д/с комб.вида "Красная шапочка", ул. Коммунистическая, 11		1800	0,0342	84,06			84,06	0,0342
47	МБДОУ Д/с комб.вида "Красная шапочка" (малое здание)		1584	0,0301	73,97			73,97	0,0301
48	Администрация Комс. г/п ЧМР РМ, ул. Коммунистическая			0,0186	43,68			43,68	0,0186
49	Лаб. корпус (ГБОУ РМ СПО (ССУЗ) АИ Техникум), ул. Комсомольская, 3		4904	0,0880	196,67			196,67	0,0880
50	Мастерская (ГБОУ РМ СПО (ССУЗ) АИ Техникум), ул. Комсомольская, 3		2592	0,0465	103,95			103,95	0,0465
51	Адм.зд. (МП "Водоканал"), Суродеева, 2		858	0,0272	63,91			63,91	0,0272
52	Быт.помещения, (МП "Водоканал"), Суродеева, 2		621	0,0110	25,93			25,93	0,0110
53	Большой гараж, (МП "Водоканал"), Суродеева, 2		3600	0,0792	144,01			144,01	0,0792
54	Токарка, (МП "Водоканал"), Суродеева, 2		392	0,0110	19,96			19,96	0,0110
55	Гараж (старая баня), (МП "Водоканал"), Суродеева, 2		1386	0,0388	70,56			70,56	0,0388

Продолжение табл. 1.34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
56	Малый гараж, (МП "Водоканал"), Су- родеева, 2		2160	0,0518	94,26			94,26	0,0518
57	Слесарка, (МП "Водоканал"), Су- родеева, 2		546	0,0153	27,80			27,80	0,0153
58	Гаражи (ОАО "Лато"), ул. Су- родеево		360	0,0101	18,33			18,33	0,0101
59	"Эконом", Респ., 3 В (ООО "Миф")		825	0,0141	30,67			30,67	0,0141
60	Гаражи (ОАО "Мордовцемент"), ул. Су- родеево		873	0,0341	62,01			62,01	0,0341
61	Гаражи, ул. Су- родеево		873	0,0388	70,56			70,56	0,0388
62	База, Респ., склад №2 (ИП Богатырев Е.В.)		200	0,0029	6,38			6,38	0,0029
	ИТОГО	16253,8		3,4495	7867,93	3254,1	637,2	7230,78	3,1785

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

Приказом Министерства энергетики и тарифной политики Республики Мордовия от 18 сентября 2012 г. N 80 "Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг для населения, проживающего на территории Республики Мордовия". В таблице 1.35 приводятся установленные нормативы потребления коммунальных услуг населением в части холодного и горячего водоснабжения.

Таблица 1.35 – 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	4,48	7,67
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	4,48	7,67
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:			
5.1.	- с обеспечением из водоразборных колонок;	-	1,22	-
5.2.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, неканализованные;	-	2,43	-
5.3.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, без ванны;	-	3,65	-

Продолжение табл. 1.35

1	2	3	4	5
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	-
6.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, и индивидуальными тепловыми пунктами и полным набором сантехнического оборудования (мойка, раковина, ванна, душ).	-	7,67	7,67

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

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Комсомольский до 2028 г.» на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям основных теплоисточников поселка, которыми являются котельная №3 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная ТП 2-й мкр. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная по ул. Садовая. – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №4 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №5 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», котельная №6 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», №8 – ООО «ИнКомСистемы-Мордовия». были разработаны тепловые балансы.

1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2013 и 2017 г.

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Комсомольский до 2028г.» 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 1.36-1.40.

Таблица 1.36 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки СЦТ котельной №3, котельной в ТП по ул.Садовая, котельной в ТП 2 мкр. ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», Гкал/ч

Зона действия котельная №3 котельной в ТП по ул. Садовая, котельной в ТП 2 мкр.	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	7,2437	6,6928
Горячее водоснабжение	1,0641	0,9082
Итого	8,307	7,601

Таблица 1.37 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельная №4	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	1,4855	1,5369
Горячее водоснабжение	0,2833	0,2833
Итого	1,7688	1,8202

Таблица 1.38 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельная №5	2013 г.	2017г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	-	-
Горячее водоснабжение	1,3955	1,3955
Итого	1,3955	1,3955

Таблица 1.39 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельная №6	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	9,3618	10,8811
Горячее водоснабжение	-	-
Итого	9,3618	10,8811

Таблица 1.40 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельная №8	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	3,342	3,1785
Горячее водоснабжение	-	-
Итого	3,342	3,1785

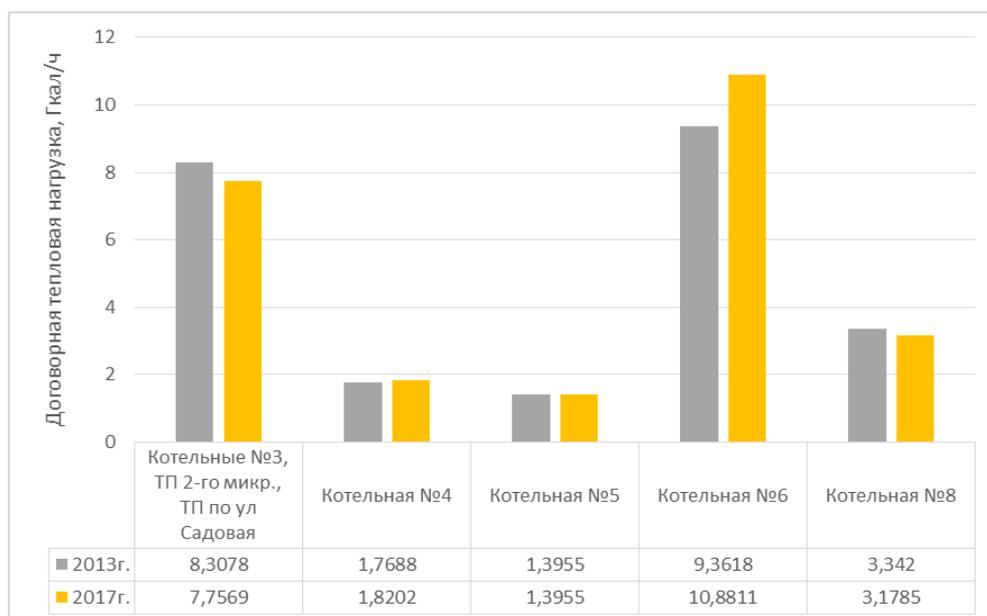


Рисунок 1.12-Динамика договорной нагрузки по основным источникам теплоснабжения

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

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует: суммарная установленная тепловая мощность основных котельных теплоснабжающих организаций поселка в горячей воде в 2017 г. составляет 47,36 Гкал/ч.

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

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Комсомольский до 2028 г.» 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 1.41.

Таблица 1.41 - Тепловой баланс котельных по состоянию на конец 2017 г.

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2017г, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №3, котельная по ул. Садовая, котельная ТП 2-го микрорайона	14,96	7,757	0,103	0,7993	6,30
2	Котельная №4	4,035	1,820	0,053	0,0591	2,10
3	Котельная №5	1,78572	1,396	0,490	0,1506	-0,25
4	Котельная №6	23,73	10,881	0,091	0,4156	12,34
5	Котельная №8	2,84832	3,179	0,119	0,3707	-0,82
	Итого	47,36	25,03	0,86	1,80	19,68

Анализ таблицы 1.41 показывает, что:

- суммарная располагаемая тепловая мощность котельных города составляет 47,36 Гкал/ч;
- суммарная присоединённая нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельных г.п. Комсомольский, по состоянию на конец 2017 г. составляет 25,03 Гкал/ч;

- основная часть нагрузки приходится на котельные №6-52,0%, котельная №3-35,0%, котельная №4-3,0%, котельная №8-6% и котельная №5-4,0% соответственно.

Анализ полученных данных показывает, что величина установленной тепловой мощности по некоторым теплоисточникам, а именно по котельной №6 значительно превышает присоединенные тепловые нагрузки потребителей. По состоянию на 01.12.2017 года в целом по котельным поселка имеется значительный резерв тепловой мощности в размере 19,68 Гкал/ч, при этом основная доля свободных резервных тепловых мощностей приходится на котельную №6.

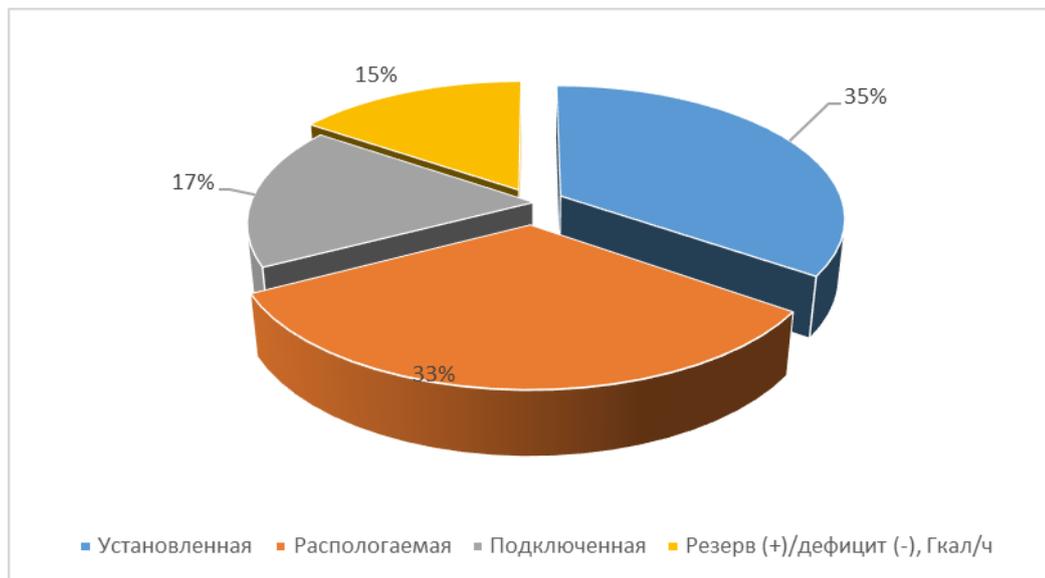


Рисунок 1.13 - Структура резерва тепловой мощности на котельных г.п. Комсомольский

1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения г.п. Комсомольский запроектирована 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 теплопотребления 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. Комсомольский.

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 Котельная №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №3 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №3 имеется химводоподготовительная установка в состав которой входят фильтры Na – катионирования диаметром марки ФИПа-1,0-0,6 нормативной производительностью 20 м³/ч каждый, в количестве 3шт. Показатели подпиточной воды после химводоподготовки соответствуют нормативным требованиям.

В качестве реагентов применяются: поваренная соль, известь и коагулянт. Исходной водой для химводоочистки является вода получаемая из поселкового водопровода.

1.7.2 Котельная №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №4 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №4 имеется химводоподготовительная установка в состав которой входят фильтры Na – катионирования диаметром марки ФИПа-1,0-0,6 нормативной производительностью 20 м³/ч каждый, в количестве 3 шт. Показатели подпиточной воды после химводоподготовки соответствуют нормативным требованиям.

В качестве реагентов применяются: поваренная соль, известь и коагулянт. Исходной водой для химводоочистки является вода получаемая из поселкового водопровода.

Котельная №4 служит для обеспечения горячей водой Комсомольскую ЦРБ. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №4 требуется ее техническое водоснабжение. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №4 предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Которая включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный Na-катионит и емкость для регенерационной жидкости.

1.7.3 Котельная №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №5 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №5 имеется химводоподготовительная установка. Которая включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный Na-катионит и емкость для регенерационной жидкости.

1.7.4 Котельная №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №6 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №6 имеется химводоподготовительная установка в состав которой входят фильтры Na – катионирования диаметром марки ФИПа-1,0-0,6 нормативной производительностью 20 м³/ч каждый, в количестве 3 шт. Показатели подпиточной воды после химводоподготовки соответствуют нормативным требованиям.

В качестве реагентов применяются: поваренная соль, известь и коагулянт. Исходной водой для химводоочистки является вода получаемая из поселкового водопровода.

1.7.5 Котельная №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №8 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №8 имеется химводоподготовительная установка в состав которой входят фильтры Na – катионирования диаметром марки ФИПа-1,0-0,6 нормативной производительностью 20 м³/ч каждый, в количестве 3 шт. Показатели подпиточной воды после химводоподготовки соответствуют нормативным требованиям.

В качестве реагентов применяются: поваренная соль, известь и коагулянт. Исходной водой для химводоочистки является вода получаемая из поселкового водопровода.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Топливный баланс котельной №3 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №3 является природный газ со следующими техническими характеристиками: Калорийность топлива за 2017 г. составила ккал/нм³ – от 8232 до 8282.

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке. Резервное топливо на котельной №3 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №3 приведено в табл.1.42.

Таблица 1.42 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №3 за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	3674157	3820566	2700990
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	3674157	3820566	2700990
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	3674157	3820566	2700990
	в собственной котельной	3674157	3820566	2700990
	Итого суммарный расход	3674157	3820566	2700990

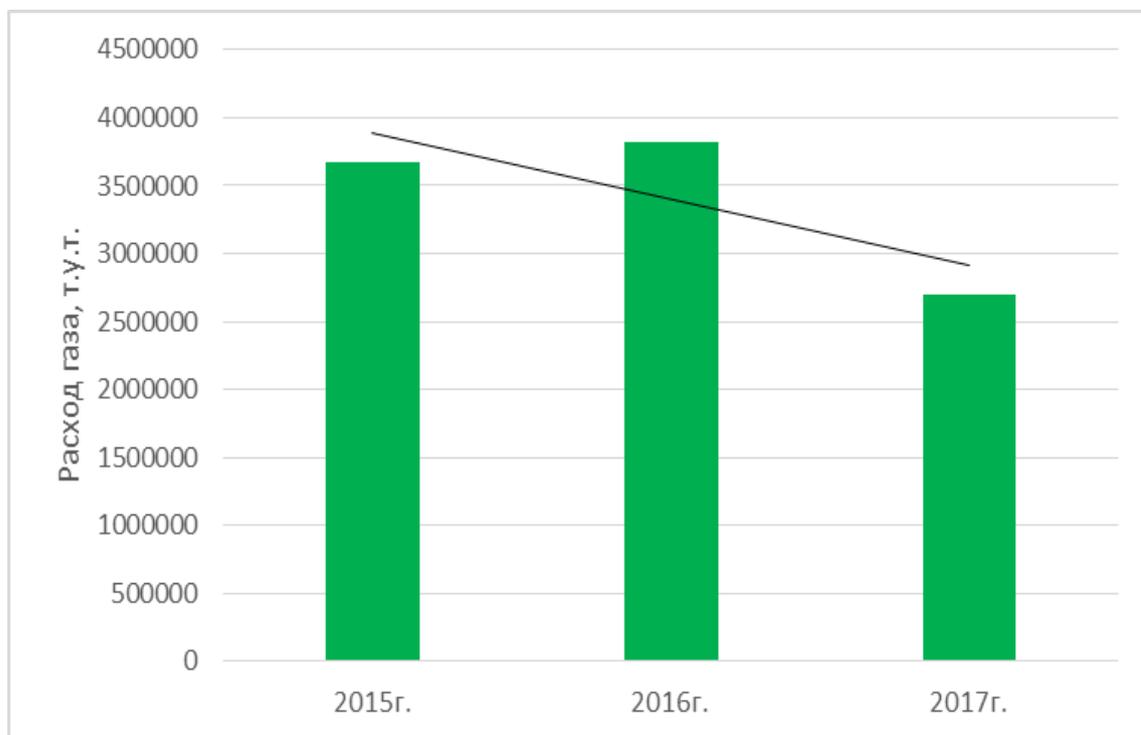


Рисунок 1.14 – Потребление газа котельной №3

1.8.2 Топливный баланс котельной №4 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №4 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива за 2017г. составила ккал/м³ – от 8232 до 8282.

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

Резервное топливо на котельной №4 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №4 приведено в табл.1.43.

Таблица 1.43 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №4 за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	710814,2	733453,7	695550,1
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, туг	710814,2	733453,7	695550,1
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	710814,2	733453,7	695550,1
	в собственной котельной	710814,2	733453,7	695550,1
	Итого суммарный расход	710814,2	733453,7	695550,1

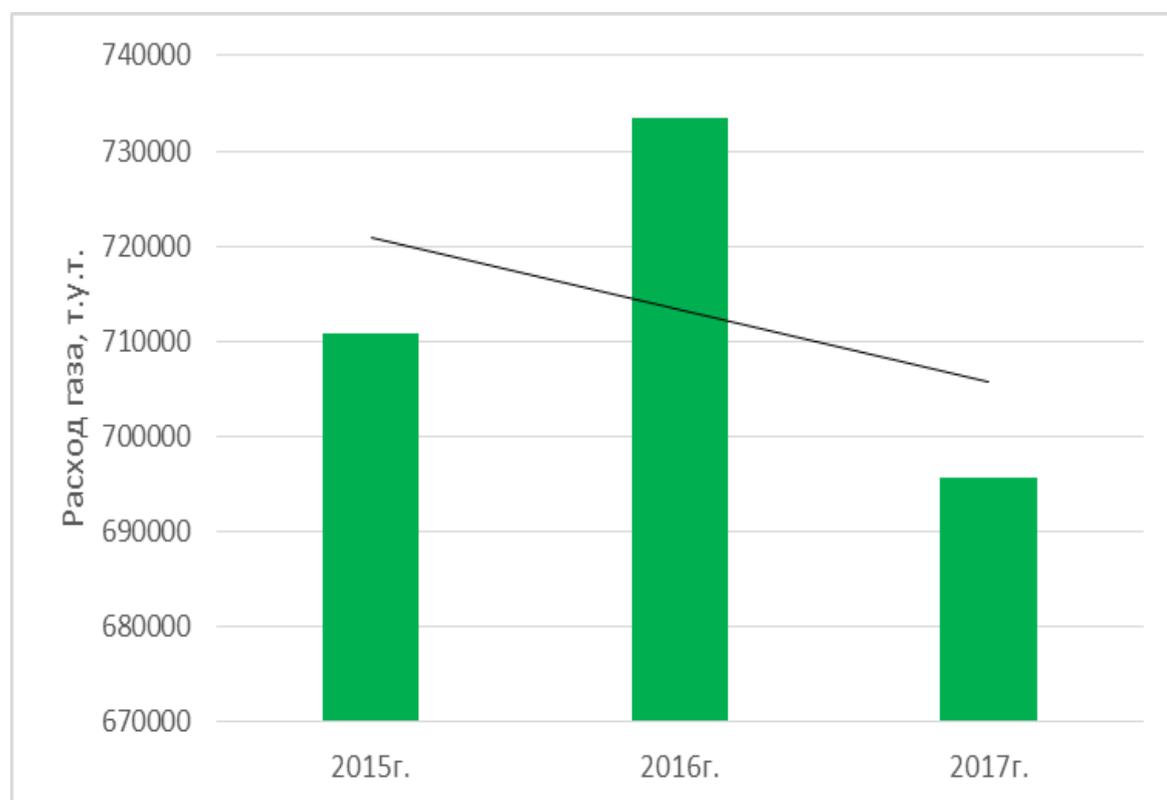


Рисунок 1.15 – Потребление газа котельной №4

1.8.3 Топливный баланс котельной №5 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №5 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива за 2017 г. составила ккал/нм³ – от 8232 до 8282.

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

Резервное топливо на котельной №5 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №5 приведено в табл.1.44.

Таблица 1.44 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №5 за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	1101562	1192198	1170074
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, т.у.т	1101562	1192198	1170074
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	1101562	1192198	1170074
	в собственной котельной	1101562	1192198	1170074
	Итого суммарный расход	1101562	1192198	1170074

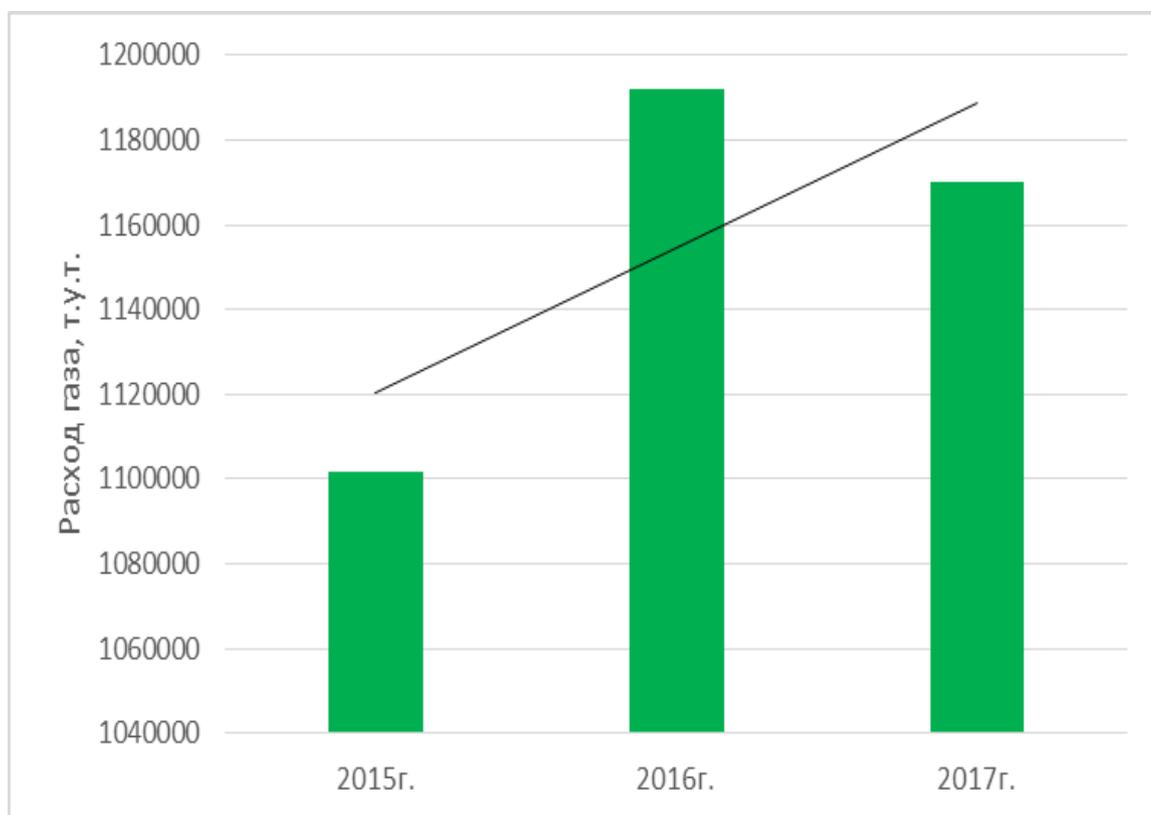


Рисунок 1.16 – Потребление газа котельной №5

1.8.4 Топливный баланс котельной №6 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №6 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива за 2017г. составила ккал/м³ – от 8232 до 8282.

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

Резервное топливо на котельной №6 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №6 приведено в табл.1.45.

Таблица 1.45 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №6 за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	4179185	4278532	3830811
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, туг	4179185	4278532	3830811
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	4179185	4278532	3830811
	в собственной котельной	4179185	4278532	3830811
	Итого суммарный расход	4179185	4278532	3830811

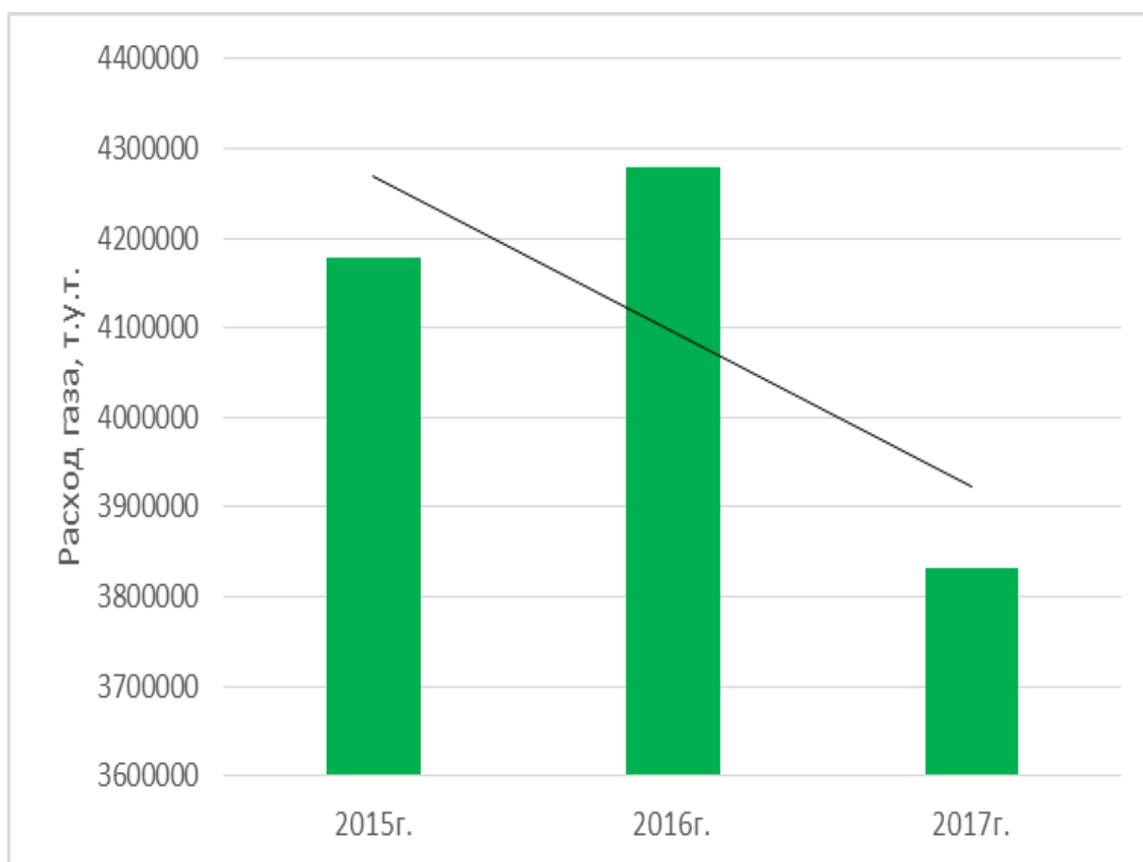


Рисунок 1.17 – Потребление газа котельной №6

1.8.5 Топливный баланс котельной №8 ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №8 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива за 2017 г. составила ккал/м³ – от 8232 до 8282.

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

Резервное топливо на котельной №8 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №8 приведено в табл.1.46.

Таблица 1.46 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №8 за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	1100779	1151670	983706,2
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, туг	1100779	1151670	983706,2
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	1100779	1151670	983706,2
	в собственной котельной	1100779	1151670	983706,2
	Итого суммарный расход	1100779	1151670	983706,2

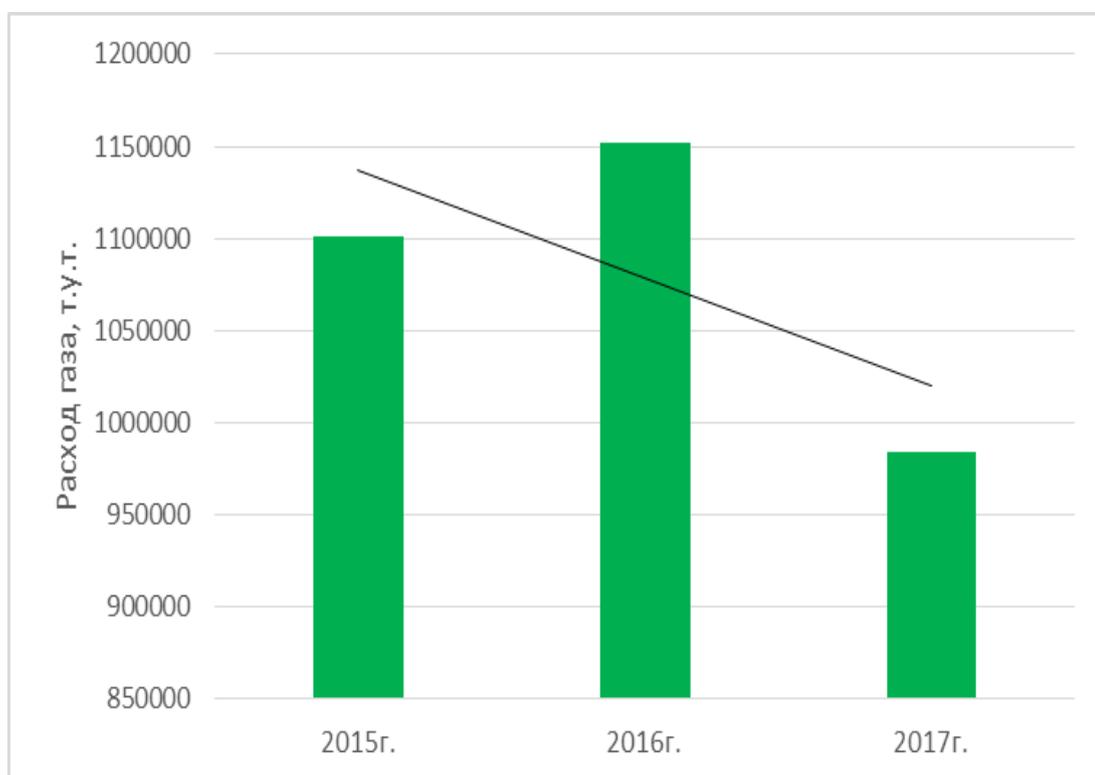


Рисунок 1.18 – Потребление газа котельной №8

1.8.6 Топливный баланс котельной ТП по ул. Садовая ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной ТП по ул. Садовая является природный газ со следующими техническими характеристиками: Калорийность топлива за 2017г. составила ккал/нм³ – от 8232 до 8282.

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке. Резервное топливо на котельной ТП по ул. Садовая - отсутствует. Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной ТП по ул. Садовая приведено в табл.1.47.

Таблица 1.47 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной ТП по ул. Садовая за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	-	-	165264,7
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	-	-	165264,7
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	-	-	165264,7
	в собственной котельной	-	-	165264,7
	Итого суммарный расход	-	-	165264,7

1.8.7 Топливный баланс котельной ТП 2-го мкр. ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Основным видом топлива для котельной ТП 2-го мкр. является природный газ со следующими техническими характеристиками: Калорийность топлива за 2017 г. составила ккал/нм³ – от 8232 до 8282. Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке. Резервное топливо на котельной ТП 2-го мкр. - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной ТП 2-го мкр. приведено в табл.1.48.

Таблица 1.48 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной ТП 2-го мкр. за 2015-2017 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2017 г.
		2015 г.	2016 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	-	-	832586,7
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	-	-	832586,7
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	-	-	832586,7
	в собственной котельной	-	-	832586,7
	Итого суммарный расход	-	-	832586,7

1.8.8 Топливный баланс котельных г.п. Комсомольский

Основным топливом для котлоагрегатов котельной является газ. Ни на одной из котельных не имеется резервное топливо. Топливо потребление в 2017 году по 7 котельным составило 10378,98 тыс.м3 газа, наибольшее потребление составило по котельной №6 – 3830,81 тыс.м3 газа и по котельной №3 – 2700,99 тыс.м3. Потребление газа в разрезе по котельным за 2017 г. приведено в табл.1.49 и на рис.1.19.

Таблица 1.49 – Объем потребленных ресурсов (газ) по основным котельным г.п. Комсомольский за 2013 г.

Наименование	Вид топлива	Фактическое потребление газа, м3
Котельная №3	газ	2700990,4
Котельная №4	газ	695550,1
Котельная №5	газ	1170073,5
Котельная №6	газ	3830811,2
Котельная №8	газ	983706,2
Котельная ТП по ул. Садовая	газ	165264,7
Котельная ТП 2-го мкр.	газ	832586,7

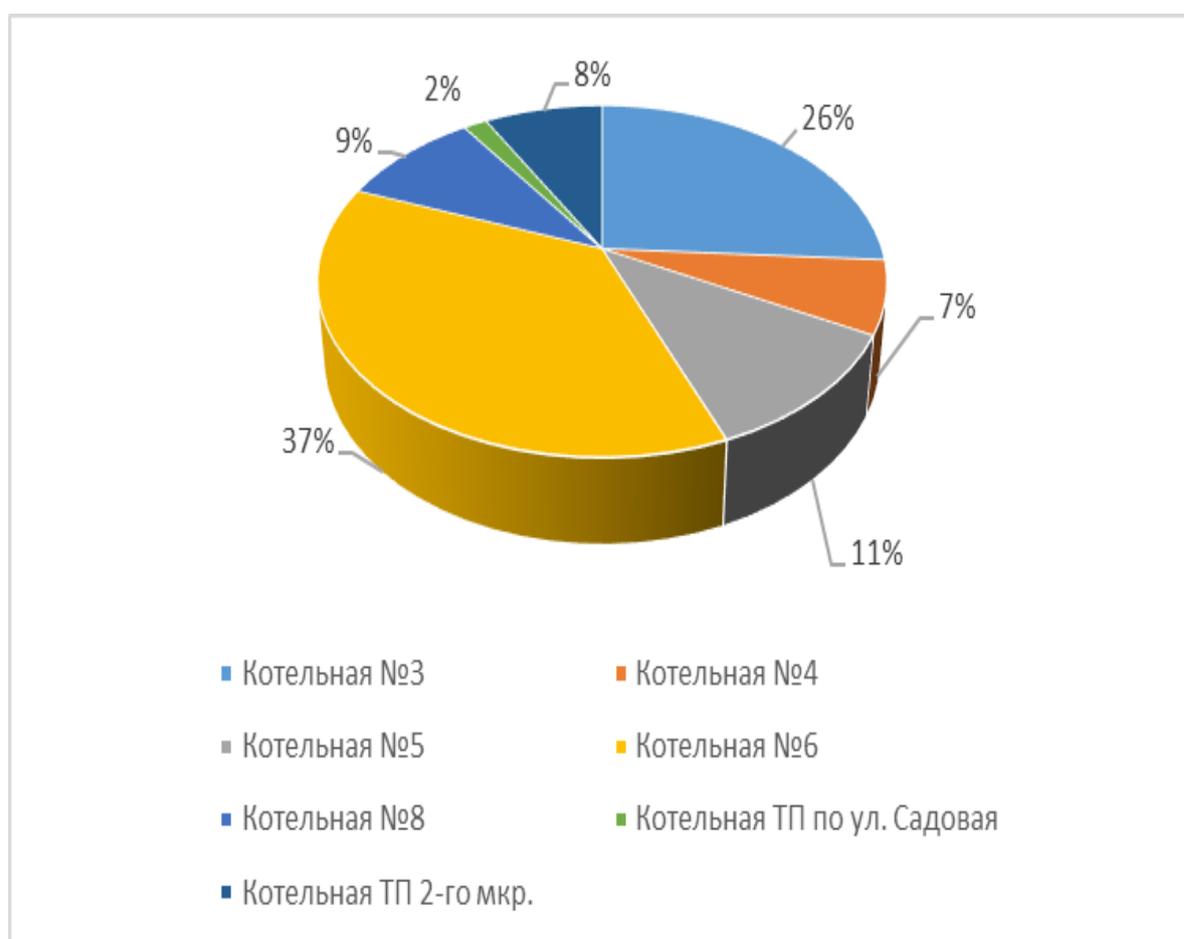


Рисунок 1.19 - Потребление газа котельными за 2017 г.

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

1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» была образована в результате реорганизации в 2017 г. ООО «Малахит», поэтому с 2015 по 2016 г.г. утвержденные значения удельного расхода топлива приведены для ООО «ИнКомСистемы-Мордовия». Значения нормативов за 2015 г. и 2016 г. включенных в тариф приведены в табл. 1.50.

Таблица 1.50 – Удельные расходы топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденные в тарифе для ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.
	Норматив утвержденный в МЭ	Норматив утвержденный в МЭ	Норматив утвержденный в МЭ
Удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, кг.у.т./Гкал	168,149	168,149	168,149

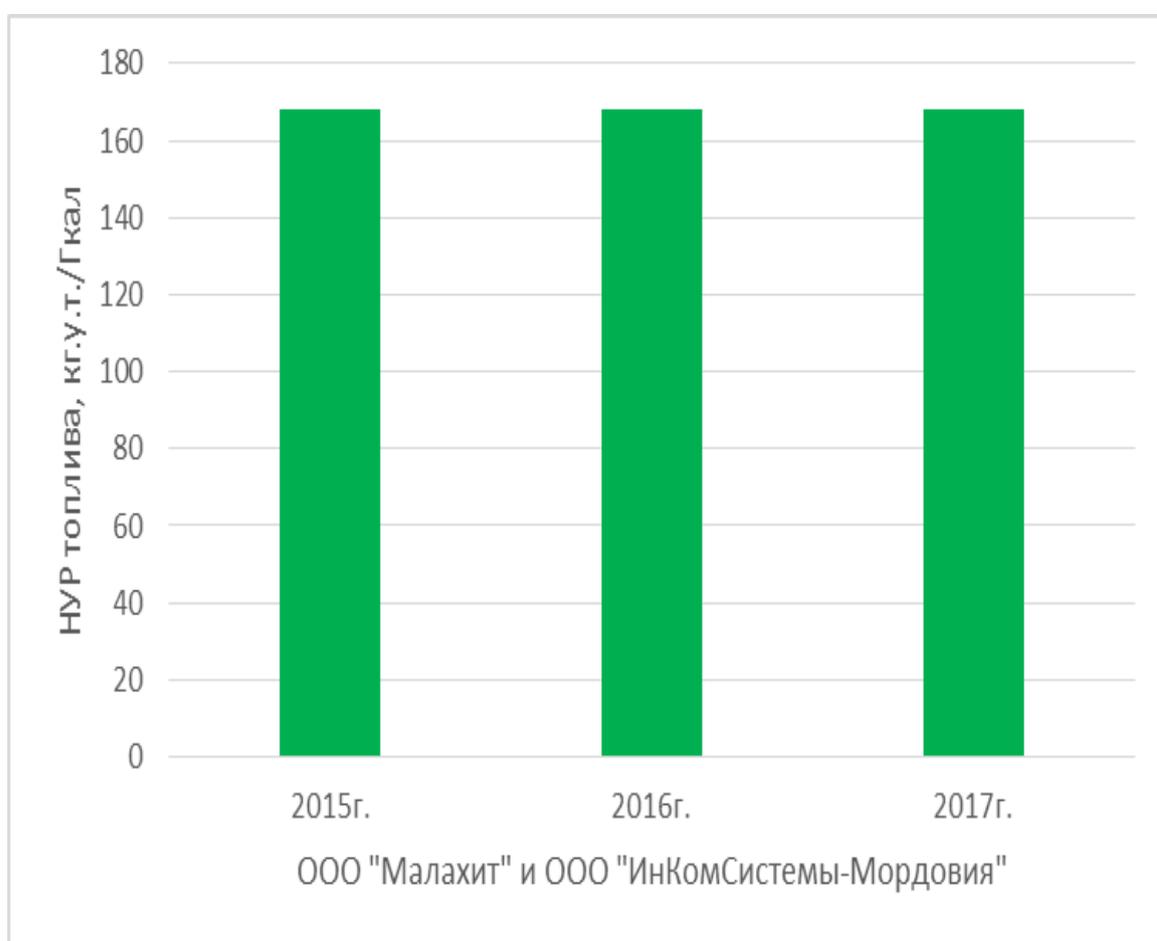


Рисунок 1.20 – Динамика удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденного в тарифе для ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной ООО «ИнкомСистемы-Мордовия»

В таблице 1.51 представлены данные по отпуску тепловой энергии от котельных ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» за 2015-2017 г.г. расположенных в г.п. Комсомольский.

Таблица 1.51 – Отпуск тепловой энергии от котельных ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».

Наименование котельной	По годам, тыс. Гкал		
	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Котельная №3	22928,78	22867,487	16500,056
Котельная №4	4934,87	4935,288	4822,803
Котельная №5	6533,623	5370,071	4769,014
Котельная №6	25127,12	24084,304	23297,306
Котельная №8	7023,416	7433,655	6935,940
Котельная ТП по ул. Садовая	-	-	847,595
Котельная ТП 2-го мкр.	-	-	4938,285

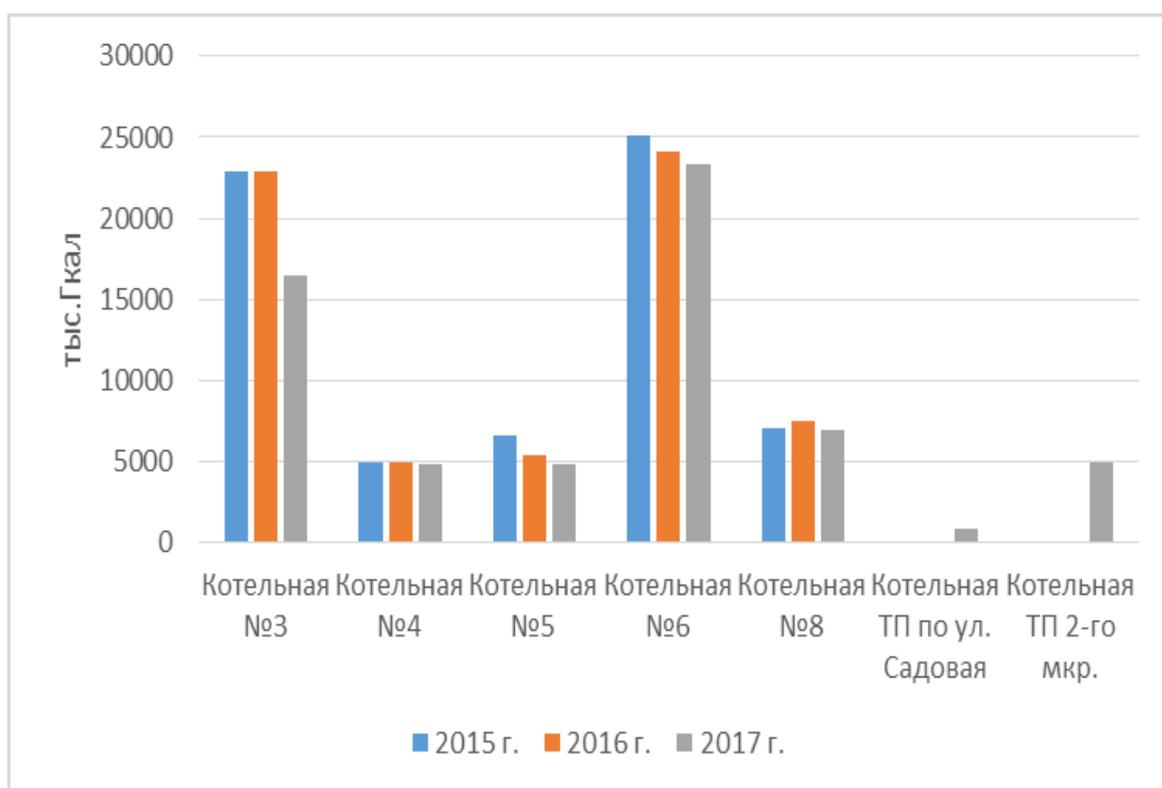


Рисунок 1.21 – Динамика отпусков тепловой энергии в сеть котельных ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Анализ данных по отпуску тепловой энергии, собственным нуждам и удельного расхода топлива по ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» планируемых на 2017 г. приведен в табл. 1.52, а также на рис.1.22 и рис.1.23.

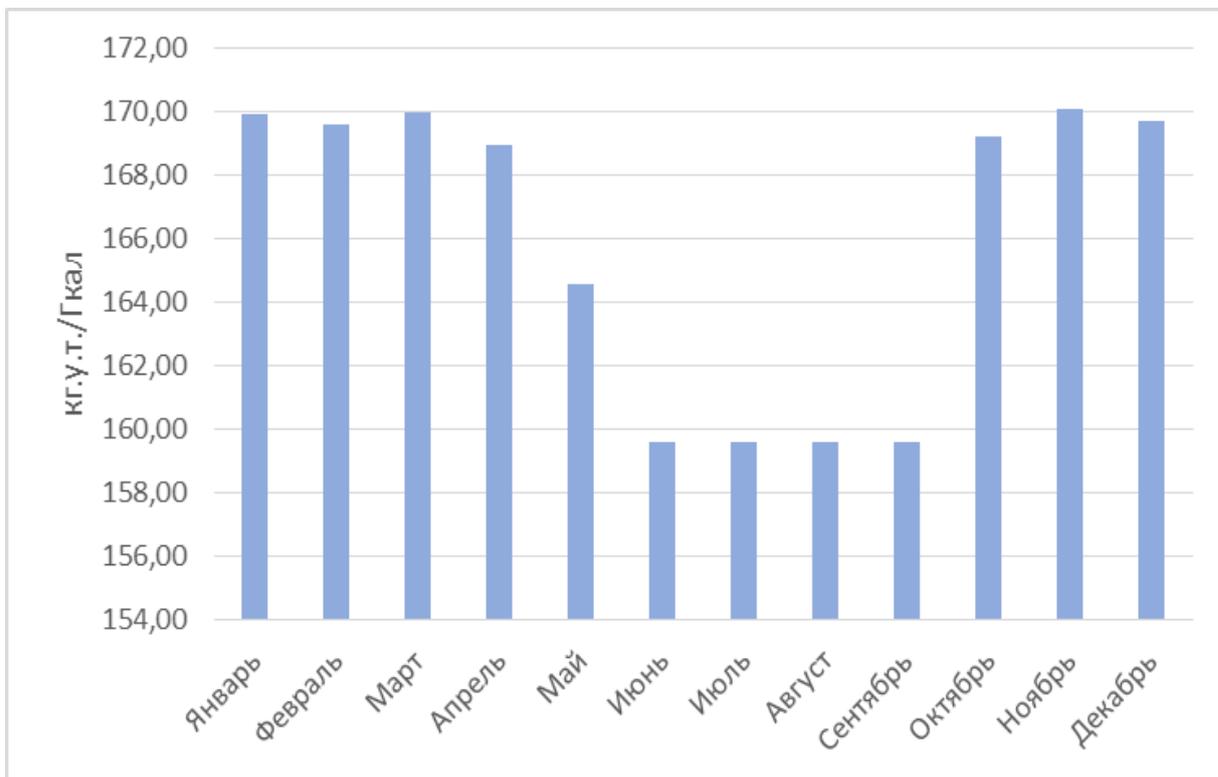


Рисунок 1.22-Динамика нормативного удельного расход топлива по ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

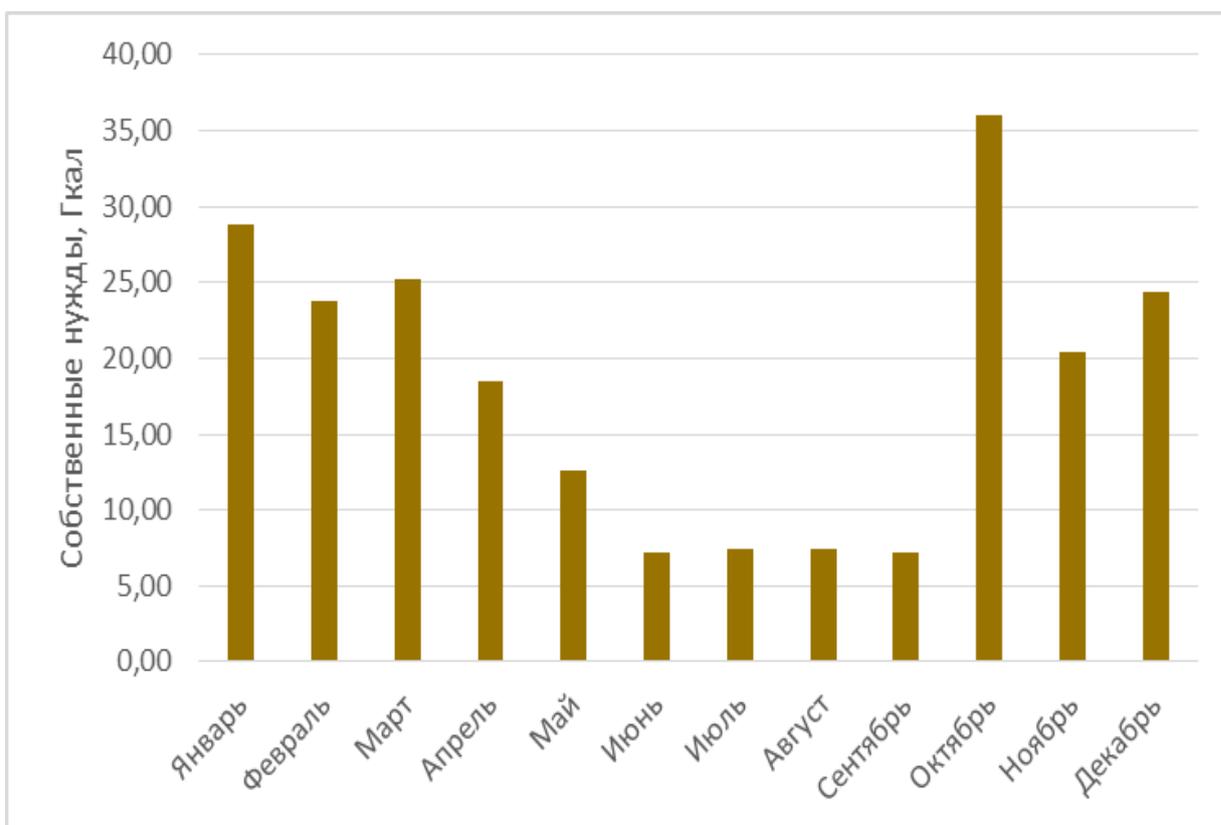


Рисунок 1.23-Динамика расхода тепловой энергии на собственные нужды по ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Таблица 1.52 – Сводная таблица результатов расчетов НУР топлива на отпущенное тепло на каждый месяц периода регулирования и в целом за год

Наименование котельной															
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	I полугодие	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	II полугодие	В целом за год
Котельная №3															
отпуск тепла, Гкал	3226,10	2860,13	2593,59	1542,13	95,47	0,00	10317,41	0,00	0,00	0,00	1099,15	2231,34	2852,19	6182,68	16500,09
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	175,82	175,71	175,93	176,27	185,49	0,00	175,97	0,00	0,00	0,00	179,40	175,82	175,73	176,42	176,14
Котельная №8															
отпуск тепла, Гкал	1361,70	1208,62	1094,53	617,43	57,02	0,00	4339,30	0,00	0,00	0,00	464,83	925,81	1206,01	2596,65	6935,95
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	169,62	170,19	170,14	169,80	179,06	0,00	170,06	0,00	0,00	0,00	170,08	170,07	170,25	170,16	170,096
Котельная №6															
отпуск тепла, Гкал	4582,37	4061,69	3644,03	1994,96	298,27	0,00	14581,31	0,00	0,00	0,00	1581,20	3089,01	4045,80	8716,01	23297,32
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	169,47	169,49	169,85	168,92	172,44	0,00	169,56	0,00	0,00	0,00	169,49	170,57	169,11	169,70	169,610
Котельная №4															
отпуск тепла, Гкал	674,01	973,20	567,51	375,11	189,32	147,01	2926,16	151,31	151,39	147,58	334,35	499,05	612,95	1896,63	4822,79
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	161,39	161,02	161,98	162,80	164,37	164,89	161,93	164,72	164,72	164,87	162,56	161,75	161,40	162,49	162,153
Котельная №5															
отпуск тепла, Гкал	416,92	378,52	420,79	407,57	412,45	387,63	2423,88	390,36	384,33	373,37	394,67	390,01	412,38	2345,12	4769,01
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	159,24	159,30	159,21	158,91	158,88	158,79	159,06	158,79	158,79	158,81	158,94	159,26	159,07	158,95	159,003
Котельная ТП 2й мкр.															
отпуск тепла, Гкал	424,96	384,71	426,45	412,83	422,65	403,83	2475,44	412,68	396,78	410,67	414,91	405,09	422,73	2462,87	4938,30
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	157,78	157,78	157,78	157,78	158,94	158,57	158,11	158,56	158,57	158,56	157,78	157,78	157,78	158,17	158,14
Котельная ТП по ул. Садовая															
отпуск тепла, Гкал	72,08	65,11	72,08	70,26	72,23	69,18	420,94	72,08	71,26	69,11	71,86	69,83	72,53	426,67	847,61
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	157,78	157,78	157,78	157,78	159,54	159,17	158,31	159,14	159,15	159,17	157,78	157,78	157,78	158,47	158,39
отпуск тепла, тыс. Гкал	10758,1	9932,0	8819,0	5420,3	1547,4	1007,7	37484,4	1026,4	1003,8	1000,7	4361,0	7610,1	9624,6	24626,6	62111,1
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	169,95	169,62	169,98	168,94	164,60	159,62	169,22	159,60	159,62	159,63	169,26	170,09	169,71	168,51	168,94

1.10 Тарифы в системе теплоснабжения

1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 1.53 и на рисунке 1.24 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных Министерством энергетики и тарифной политики Республика Мордовия.

Таблица 1.53 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей г.п. Чамзинка

Наименование теплоснабжающей организации	Единица измерения	2015г.	2016 г.	
			Период	
			с 01.01.2016г. по 30.06.2016г.	с 01.07.2016г. по 31.12.2016г.
ООО «Малахит»	руб./Гкал	1896,54	1896,54	2016,36

Наименование теплоснабжающей организации	Единица измерения	2017 г.	
		Период	
		с 01.01.2017г. по 30.06.2017г.	с 01.07.2017г. по 31.12.2017г.
ООО «ИнКомСистемы-Мордовии»	руб./Гкал	2016,36	2096,59

Динамика тарифа на производство и передачу тепловой энергии, установленного Министерством энергетики Республики Мордовия для ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия», приведена на рисунке 1.24 соответственно.

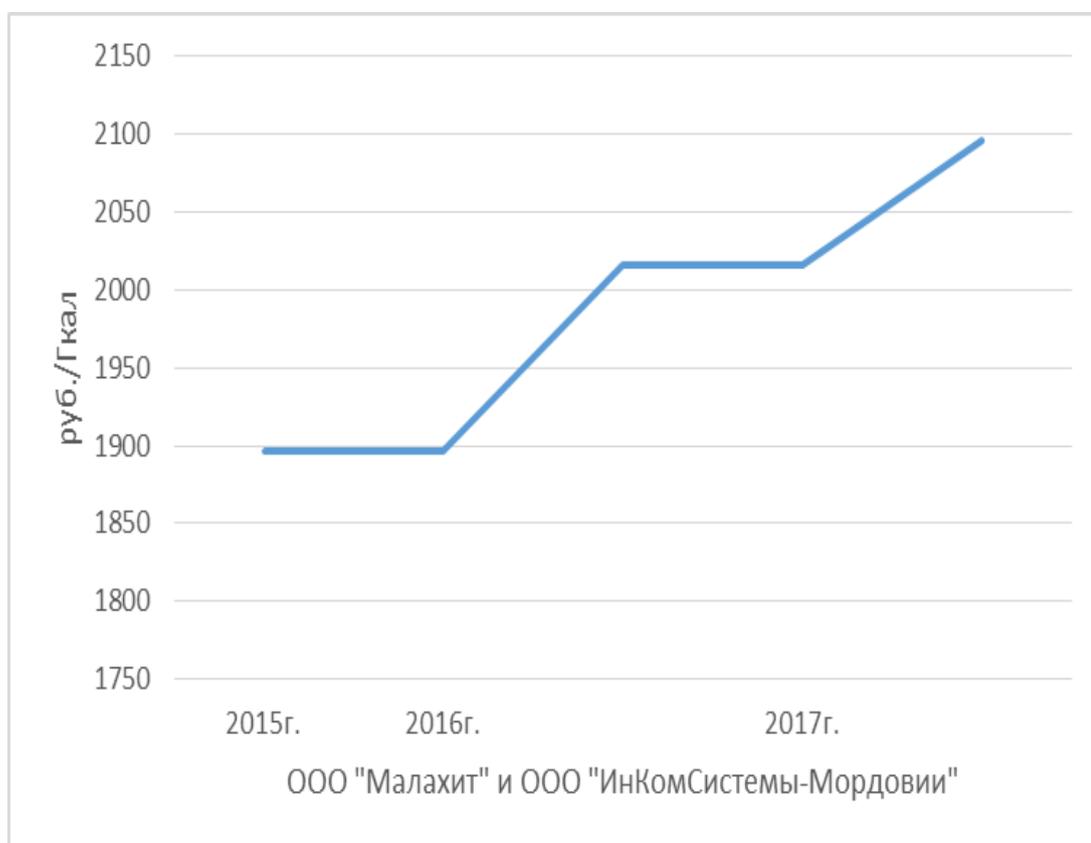


Рисунок 1.24 – Динамика тарифов на тепловую энергию для ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории Комсомольского городского поселения Чамзинского муниципального района Республики Мордовия на период до 2028 г. определялся на основе планов территориального развития.

Следует отметить, что в работе 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.

Прогноз ввода жилищного фонда в целях многоэтажного строительства до 2028 г. принят по данным Администрации Комсомольского городского поселения.

Из представленных данных видно, что в период до 2024 г. в Комсомольском городском поселении прогнозируется прирост жилых фондов на уровне 16000 м². При этом данный прирост обеспечивается строительством двух жилых домов по ул. 2 мкр. (ж/д №17, №18) и двух жилых домов по ул. Республиканская, 18а и 18б.

В период с 2024 по 2028 гг. сведения о перспективной застройки отсутствуют.

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	2013 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Жилищный фонд, м ²	173481,37	167870,90	181138,10	181138,1

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

Наименование	2013 г.	2018 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, Гкал/ч	14,9715	16,2541	17,9217	17,9217
Административно-бытовые здания, Гкал/ч	2,3895	1,7719	1,7719	1,7719
Общеобразовательные школы и детские дошкольные учреждения, Гкал/ч	2,8499	2,9145	2,9145	2,9145
Объекты здравоохранения, Гкал/ч	1,2221	1,2410	1,2410	1,2410

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

Наименование объекта	Ориентировочный срок ввода	Характеристика здания		Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал/год
		объем здания, м ³	площадь здания, м ²	Отопление	ГВС	
Жилой 60 квартирный дом по ул. 2 мкр. №17	2018-2024	16900	4000	0,3069	0,11	980
Жилой 60 квартирный дом по ул. 2 мкр. №18	2018-2024	16900	4000	0,3069	0,11	980
Жилой 60 квартирный дом по ул. Республиканская, 18а	2018-2024	16900	4000	0,3069	0,11	980
Жилой 60 квартирный дом по ул. Республиканская, 18б	2018-2024	16900	4000	0,3069	0,11	980
Всего		67600	16000	1,2276	0,4400	3920

3. Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Комсомольский

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

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Комсомольский 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. Комсомольский, 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. Комсомольский 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, температура 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. Комсомольский

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 V00 и V01, 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. Комсомольский

3.4.1. Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения

На этапе описания объектов системы теплоснабжения г.п. Комсомольский 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, потре-

бителям.

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. Комсомольский 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. Комсомольский.

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;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2018-2023 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. Комсомольский

Таблица 3.1 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной по ул. Садовая развития тепловых сетей на период 2024 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 по ул. Садовая	ТК	2	0,1	Подземная канальная	3,4092	0,001	0,308	0,129
ТК	Ж/д, ул. Садовая, 23	48	0,08	Подземная канальная	3,4091	0,05	1,005	0,203
ТК ЛД	Ледовый дворец ул. Респ., 3	180	0,1	Подземная канальная	19,5033	1,828	9,706	0,737
ТК ж.д №18а, 18б	Ж/д, ул. Республиканская, 18а	30	0,07	Подземная канальная	8,7689	0,366	11,492	0,649
ТК ж.д №18а, 18б	Ж/д, ул. Республиканская, 18б	30	0,07	Подземная канальная	8,7689	0,366	11,492	0,649
ТК10	Ж/д, ул. Парковая, 6	10	0,05	Подвальная	2,3	0,071	5,775	0,362
ТК10	ТК11	48	0,1	Подземная канальная	6,9244	0,063	1,242	0,262
ТК11	Ж/д, ул. Парковая, 4	10	0,05	Подвальная	2,1686	0,063	5,14	0,341
ТК11	ТК14	24	0,07	Подземная канальная	4,7549	0,088	3,407	0,352
ТК12	Ж/д, ул. Парковая, 2	10	0,05	Подвальная	2,9458	0,116	9,438	0,464
ТК12	ТК18	42	0,05	Подземная канальная	1,8088	0,125	2,901	0,262
ТК14	ТК12	8	0,07	Подземная канальная	4,7547	0,033	3,407	0,352
ТК15	ТК16	60	0,1	Подземная канальная	9,0837	0,133	2,126	0,343
ТК15	Ж/д, ул. Театральная, 9	10	0,05	Подземная канальная	1,6743	0,038	3,08	0,264
ТК16	Ж/д, ул. Театральная, 11	10	0,05	Подземная канальная	2,2258	0,066	5,411	0,35
ТК16	ТК17	58	0,1	Подземная канальная	6,8569	0,074	1,219	0,259
ТК17	ТК18	36	0,1	Подземная канальная	5,2672	0,028	0,724	0,199
ТК17	Ж/д, ул. Театральная, 13	10	0,05	Подземная канальная	1,5886	0,034	2,776	0,25
ТК18	ТК19	46	0,07	Подземная канальная	3,9094	0,128	2,688	0,307
ТК18	Ж/д, ул. Республиканская, 16	10	0,05	Подземная канальная	1,8086	0,036	2,901	0,262
ТК18	Ж/д, ул. Республиканская, 10	10	0,05	Подземная канальная	1,3572	0,025	2,034	0,214
ТК19	ТК20	65	0,05	Подземная канальная	2,2803	0,375	5,678	0,359
ТК19	Ж/д, ул. Республиканская, 12	10	0,05	Подземная канальная	1,6286	0,036	2,916	0,256

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТК20	Ж/д, ул. Республиканская, 14	10	0,05	Подземная канальная	2,28	0,07	5,676	0,359
ТК22	Ж/д, ул. Театральная, 8	10	0,05	Подвальная	1,2058	0,02	1,611	0,19
ТК22	ТК23	52	0,07	Подземная канальная	5,6355	0,257	4,772	0,417
ТК23	ТК24	52	0,07	Подвальная	4,1636	0,141	2,619	0,308
ТК23	Ж/д, ул. Театральная, 6	10	0,05	Подвальная	1,4715	0,029	2,386	0,232
ТК24	ТК25	21	0,05	Надземная	2,2316	0,098	4,397	0,324
ТК24	Ж/д, ул. Театральная, 4	10	0,05	Подземная канальная	1,9315	0,05	4,086	0,304
ТК25	Ж/д, ул. Республиканская, 8	13	0,05	Подземная канальная	2,2315	0,068	4,396	0,324
ТК27	Ж/д, ул. Спортивная, 7	10	0,05	Подземная канальная	1,72	0,04	3,248	0,271
ТК27	ТК28	53	0,1	Подземная канальная	13,0706	0,22	3,94	0,474
ТК28	Ж/д, ул. Спортивная, 5	10	0,05	Подземная канальная	1,7286	0,04	3,281	0,272
ТК28	ТК29	39	0,1	Подземная канальная	11,341	0,124	2,972	0,411
ТК29	ТУ13	45	0,1	Подземная канальная	10,0002	0,123	2,573	0,378
ТК29	ТК32	2	0,05	Подземная канальная	1,3401	0,005	1,605	0,194
ТК32	Ж/д, ул. Спортивная, 3	10	0,05	Подземная канальная	1,34	0,024	1,984	0,211
ТУ ж.д. №1	Ж/д, ул. Парковая, 1	5	0,05	Подвальная	5,2286	0,181	29,554	0,823
ТУ1	ТУ3	138	0,2	Надземная	50,7073	0,26	1,643	0,469
ТУ1	ТУ2	153	0,1	Надземная	24,7357	2,428	15,584	0,934
ТУ2	ТУ ж.д. №1	26	0,05	Подземная канальная	5,2287	0,802	29,556	0,823
ТУ2	ТК ЛД	50	0,1	Подземная канальная	19,5042	0,512	9,707	0,737
ТУ3	ТУ3а	20	0,2	Подземная канальная	50,697	0,044	1,642	0,469
ТУ3а	ТК10	19	0,1	Подземная канальная	9,2248	0,048	2,192	0,348
ТУ3а	ТУ4	30,5	0,2	Надземная	41,4707	0,056	1,102	0,384
ТУ4	Ж/д, ул. Театральная, 17	20	0,05	Подземная канальная	1,7058	0,071	3,195	0,269
ТУ4	ТУ5	74	0,2	Надземная	39,7601	0,082	1,014	0,368
ТУ4	ТУ4	34	0,2	Надземная	39,7626	0,041	1,014	0,368
ТУ5	Ж/д, ул. Театральная, 15	20	0,05	Подземная канальная	2,4687	0,148	6,645	0,389
ТУ5	ТУ7	10	0,2	Надземная	37,2858	0,014	0,847	0,338
ТУ7	ТУ8	7	0,2	Подвальная	37,2851	0,024	0,892	0,345

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ8	ТУ9	75	0,15	Надземная	26,5261	0,172	1,934	0,428
ТУ8	ТК15	20	0,1	Подземная канальная	10,7584	0,068	2,974	0,406
ТУ9	Кинотеатр ул. Театральная, 3	92	0,07	Подземная канальная	2,3322	0,094	0,97	0,183
ТУ9	ТУ10	2	0,15	Подземная канальная	24,1906	0,011	1,61	0,39
ТУ10	Ж/д, ул. Садовая, 15а	56	0,07	Подземная канальная	2,5491	0,069	1,155	0,2
ТУ10	ТУ10а	32	0,15	Надземная	21,6415	0,047	1,291	0,349
ТУ10а	ТУ11	90	0,15	Надземная	21,6401	0,134	1,291	0,349
ТУ11	ТУ12	12	0,15	Надземная	21,6362	0,022	1,291	0,349
ТУ12	ТК22	13	0,1	Подземная канальная	6,8415	0,019	1,213	0,258
ТУ12	ТК27	184	0,1	Надземная	14,7942	0,97	5,039	0,537
ТУ13	ДДТ ул. Спортивная, 2	35	0,05	Подземная канальная	1,0202	0,044	1,16	0,161
ТУ13	ДЮСШ ул. Респ, 2 б	113	0,1	Подземная канальная	8,9792	0,252	2,078	0,339
т.1	Котельная по ул. Садовая	2	0,25	Надземная	-92,9912	0,033	1,691	-0,548
т.1	ТУ1	104	0,2	Надземная	75,4509	0,425	3,621	0,698
т.1	ТК ж.д №18а, 18б	125	0,1	Подземная канальная	17,5401	0,924	7,07	0,636

Таблица 3.2 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной по ул. Садовая развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Театральная, 17	0,0597	1,7057	7,303	10,231	16,23	46,11	29,88	10,52	314,5
Ж/д, ул. Театральная, 15	0,0864	2,4686	8,873	9,833	15,83	44,91	29,08	14,95	422,5
Ж/д, ул. Театральная, 13	0,0556	1,5886	7,191	9,436	15,44	41,71	26,28	22,91	567,5
Ж/д, ул. Театральная, 11	0,0779	2,2257	8,494	9,519	15,52	41,75	26,24	19,06	509,5
Ж/д, ул. Театральная, 9	0,0586	1,6743	7,305	9,842	15,84	43,92	28,07	16,35	449,5
Ж/д, ул. Театральная, 8	0,0422	1,2057	6,304	9,205	15,21	42,6	27,39	25,85	653,5
Ж/д, ул. Театральная, 6	0,0515	1,4714	7,068	8,674	14,67	42,33	27,66	27,73	705,5
Ж/д, ул. Театральная, 4	0,0676	1,9314	8,175	8,352	14,35	40,17	25,82	30,33	757,5
Кинотеатр ул. Театральная, 3	0,0816	2,3314	8,692	9,521	15,52	42,86	27,33	26,03	586,5
ДЦТ ул. Спортивная, 2	0,0357	1,02	6,367	6,33	12,33	39,15	26,82	38,69	986,5
Ж/д, ул. Садовая, 23	0,1193	3,4086	0	0	17,9	48,95	31,05	4,12	50
Ж/д, ул. Садовая, 15а	0,0892	2,5486	9,081	9,551	15,55	45,77	30,22	22,46	552,5
Ж/д, ул. Республиканская, 18б	0,3069	8,7686	16,929	9,362	15,36	50,68	35,32	4,03	157
Ж/д, ул. Республиканская, 18а	0,3069	8,7686	16,929	9,362	15,36	50,68	35,32	4,03	157
Ж/д, ул. Республиканская, 16	0,0633	1,8086	7,62	9,699	15,7	42,85	27,15	16,63	415
Ж/д, ул. Республиканская, 14	0,0798	2,28	8,895	8,304	14,3	40,15	25,84	31,11	714,5
Ж/д, ул. Республиканская, 12	0,057	1,6286	7,343	9,121	15,12	40,55	25,43	28,32	649,5
Ж/д, ул. Республиканская, 10	0,0475	1,3571	6,654	9,398	15,4	41,69	26,3	25,99	603,5
Ж/д, ул. Республиканская, 8	0,0781	2,2314	8,849	8,122	14,12	40,05	25,93	31,51	781,5
Ледовый дворец ул. Респ., 3	0,6825	19,5	39,383	1,581	7,58	38,77	31,19	10,28	489
ДЮСШ ул. Респ, 2 б	0,3142	8,9771	19,212	5,916	11,92	38,95	27,03	40,57	1064,5

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Парковая, 6	0,0805	2,3	8,476	10,247	16,25	46,12	29,87	9,35	293
Ж/д, ул. Парковая, 4	0,0759	2,1686	8,253	10,137	16,14	44,06	27,93	12,38	341
Ж/д, ул. Парковая, 2	0,1031	2,9457	9,703	9,79	15,79	43,89	28,1	13,74	373
Ж/д, ул. Парковая, 1	0,183	5,2286	15,892	4,286	10,29	45,13	34,84	5,79	290
Ж/д, ул Спортивная, 7	0,0602	1,72	7,987	7,27	13,27	43,63	30,36	30,38	824,5
Ж/д, ул Спортивная, 5	0,0605	1,7286	8,132	6,831	12,83	39,41	26,57	32,21	877,5
Ж/д, ул Спортивная, 3	0,0469	1,34	7,221	6,605	12,6	39,29	26,69	34,1	918,5

Таблица 3.3 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №3 развития тепловых сетей на период 2024 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 №3	ТК9	20	0,2	Подземная канальная	126,2781	0,387	9,586	1,145
ТК8	ТУ ж/д №41	66	0,15	Подземная канальная	37,9418	0,318	4,225	0,628
т.1	ТУ ж/д №37	24	0,07	Подземная канальная	11,658	0,608	23,583	0,915
т.1	т.3	25	0,15	Подвальная	24,3437	0,052	1,749	0,403
т.3	Ж/д, ввод 2 ул. Мкр 2, 41	10	0,07	Подвальная	1,9372	0,009	0,673	0,152
т.3	т.4	25	0,15	Подвальная	22,4054	0,044	1,483	0,371
ТК6	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 42	10	0,07	Подземная канальная	4,1487	0,036	3,024	0,325
ТК6	ТК7	68	0,125	Подземная канальная	15,9735	0,131	1,83	0,371
ТК7	т.2	44	0,1	Подземная канальная	12,1225	0,197	3,77	0,458
т.2	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 40	5	0,05	Подвальная	3,44	0,093	12,845	0,542
т.2	т.6	58	0,1	Подземная канальная	8,6816	0,118	1,944	0,328
т.6	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 38а	5	0,05	Подвальная	4,34	0,148	20,395	0,683
т.6	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 38б	62	0,07	Подземная канальная	4,3405	0,211	3,308	0,341
ТК7	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 39	48	0,07	Подземная канальная	3,849	0,139	2,607	0,302
ТК8	ТК1	42	0,2	Подземная канальная	88,3123	0,229	4,7	0,801
т.6	Актив банк ул. Микр 2, 29	50	0,025	Подземная канальная	0,8801	2,052	39,953	0,603
т.7	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 31	3	0,07	Подвальная	6,1943	0,044	6,699	0,486
т.7	т.12	73	0,07	Подвальная	5,9236	0,501	6,13	0,465
т.12	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 32	9	0,07	Подземная канальная	4,2087	0,044	3,111	0,33
т.12	Контакт К ул. Микр 2, 31	3	0,07	Подвальная	1,7143	0,003	0,53	0,134

Продолжение табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТК5	МОУ "Комсомольская СОШ №3	37	0,07	Подземная канальная	14,1918	1,476	34,904	1,113
ТК5	Бассейн (СОШ 3) ул. Микр 2, 13	40	0,03	Подземная канальная	0,3743	0,109	2,639	0,173
ТК4	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 35	3	0,07	Подземная канальная	4,8172	0,019	4,067	0,378
ТК4	Д/с ул. Микрорайон 2, 44	52	0,07	Подвальная	4,8433	0,228	4,11	0,38
ТК4	т.5	36	0,07	Подземная канальная	8,3471	0,458	12,124	0,655
т.5	ТУ ж.д. №36	42	0,07	Подземная канальная	4,5891	0,168	3,694	0,36
ТУ ж.д. №36	РосТелеком ул. Микр 2, 36а	10	0,07	Подземная канальная	1,9287	0,009	0,667	0,151
ТК9	СН кот. №3	280	0,2	Подземная канальная	126,2766	3,44	10,104	1,168
ТК3	т.7	52	0,1	Подземная канальная	12,1189	0,217	3,767	0,458
ТК1	ТК5	114	0,15	Подземная канальная	48,6633	0,855	6,934	0,806
ТК1	ТК2	79	0,15	Подземная канальная	39,6458	0,407	4,611	0,657
ТК3	т.6	60	0,1	Подземная канальная	9,5127	0,165	2,33	0,359
ТК5	ТК5а	20	0,15	Подземная канальная	34,0924	0,084	3,415	0,565
ТК2	ТК3	42	0,15	Подземная канальная	21,6333	0,071	1,384	0,358
ТК2	ТК4	84	0,1	Подвальная	18,0091	0,742	8,282	0,68
ТК5а	ТК5б	80	0,15	Подземная канальная	21,158	0,116	1,235	0,341
ТК5а	т.3	18	0,1	Подземная канальная	12,9336	0,08	3,858	0,469
т.3	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 11	46	0,05	Подземная канальная	2,3002	0,279	5,776	0,362
т.3	т.4	45	0,1	Подземная канальная	10,6331	0,125	2,615	0,386
т.4	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 15	7	0,05	Подземная канальная	5,2772	0,279	30,104	0,831
ТУ ж.д №41	т.1	3	0,15	Подвальная	36,0018	0,029	3,806	0,596
ТК6	Гараж	32	0,025	Подземная канальная	0,3429	0,2	6,163	0,235
ТУ ж.д №41	Ж/д, ввод 1 ул. Мкр 2, 41	2	0,07	Подвальная	1,9372	0,004	0,673	0,152
ТУ ж/д №37	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 37	3	0,07	Подвальная	5,4857	0,034	5,263	0,43

Продолжение табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ ж/д №37	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 45	70	0,07	Подземная канальная	6,172	0,477	6,651	0,484
т.6	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 30	10	0,07	Подвальная	8,6315	0,175	12,96	0,677
ТУ ж.д. №36	Ж/д ул. Микрорайон 2, 36	5	0,07	Подвальная	2,66	0,011	1,256	0,209
т.5	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 34	65	0,07	Подземная канальная	3,7577	0,187	2,486	0,295
т.4	ТК6	50	0,15	Подземная канальная	20,4671	0,068	1,24	0,339
т.4	Ж/д ввод 3 ул. Мкр 2, 41	10	0,07	Подвальная	1,9372	0,009	0,673	0,152
т.4	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 16	80	0,07	Подземная канальная	5,355	0,368	4,313	0,396
СН кот. №3	ТК8	20	0,2	Подземная канальная	126,2555	0,812	10,101	1,168
ТК5б	ТК ж.д. №14	70	0,1	Подземная канальная	12,3854	0,278	3,54	0,449
ТК ж.д. №14	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 14	53	0,07	Подземная канальная	3,6148	0,126	2,302	0,284
ТК ж.д. №14	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 18	83	0,07	Подземная канальная	8,7694	0,975	11,493	0,649
ТК5б	Ж/д, ул. Микрорайон 2, 17	53	0,07	Подземная канальная	8,7691	0,63	11,493	0,649

Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №3 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 45	0,216	6,1714	15,328	6,899	12,9	50,93	38,03	9,08	483
Д/с ул. Микрорайон 2, 44	0,1695	4,8429	13,755	6,552	12,55	49,75	37,2	11,57	577
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 42	0,1452	4,1486	11,871	8,666	14,67	52,81	38,15	11,31	499
Ж/д, ввод 1 ул. Мкр 2, 41	0,0678	1,9371	8,011	9,113	15,11	52,04	36,93	6,42	388
Ж/д, ввод 2 ул. Мкр 2, 41	0,0678	1,9371	8,049	8,941	14,94	52,95	38,01	8,37	424
Ж/д ввод 3 ул. Мкр 2, 41	0,0678	1,9371	8,069	8,854	14,85	52,91	38,06	9,48	449
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 40	0,1204	3,44	11,065	7,896	13,9	51,43	37,53	15,54	606
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 39	0,1347	3,8486	11,594	8,198	14,2	53,58	39,38	16,41	605
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 38б	0,1519	4,34	12,62	7,426	13,43	53,19	39,77	21,26	721
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 38а	0,1519	4,34	12,568	7,55	13,55	53,26	39,7	18,4	664
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 37	0,192	5,4857	14,023	7,782	13,78	51,37	37,59	6,83	416
РосТелеком ул. Микр 2, 36а	0,0675	1,9286	8,972	5,741	11,74	49,35	37,61	13,22	613
Ж/д ул. Микрорайон 2, 36	0,0931	2,66	10,538	5,738	11,74	49,35	37,61	12,53	608
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 35	0,1686	4,8171	13,509	6,968	12,97	46,96	33,99	9,46	528
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 34	0,1315	3,7571	12,534	5,72	11,72	49,34	37,62	13,84	626
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 32	0,1473	4,2086	12,693	6,825	12,82	46,89	34,07	14,1	617
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 31	0,2168	6,1943	14,881	7,825	13,83	47,39	33,57	11,18	538
Контакт К ул. Микр 2, 31	0,06	1,7143	8,077	6,906	12,91	46,93	34,03	14,02	611
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 30	0,3021	8,6314	0	0	13,67	45,31	31,65	12,2	553
Актив банк ул. Микр 2, 29	0,0308	0,88	6,666	3,922	9,92	44,44	34,51	13,32	593
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 18	0,3069	8,7686	20,116	4,695	10,7	51,82	41,13	16,71	729

Продолжение табл. 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 17	0,3069	8,7686	18,97	5,937	11,94	52,45	40,51	13,4	629
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 16	0,1874	5,3543	14,617	6,281	12,28	45,62	33,34	14,07	639
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 15	0,1847	5,2771	14,41	6,458	12,46	45,71	33,25	10,91	566
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 14	0,1265	3,6143	11,958	6,388	12,39	52,67	40,28	17,68	699
МОУ "Комсомольская СОШ №3	0,4967	14,1914	25,656	4,648	10,65	46,8	36,15	8,2	513
Бассейн (СОШ 3) ул. Микр 2, 13	0,0131	0,3743	3,712	7,376	13,38	49,17	35,79	11,44	516
Ж/д, ул. Микрорайон 2, 11	0,0805	2,3	9,423	6,709	12,71	45,83	33,12	10,94	560
Гараж	0,012	0,3429	3,446	8,338	14,34	53,65	39,31	13,04	521

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №4 развития тепловых сетей на период 2024 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 №4	ТК1	3	0,2	Подвальная	59,0888	0,022	2,226	0,547
ТК1	т.4	12	0,1	Подземная канальная	16,8301	0,107	7,238	0,636
т.4	Прачечная (ЦРБ) ул. Пионерская	5	0,1	Подвальная	2,2521	0,001	0,137	0,085
т. лаб. ЦРБ	СПИД лаб. (ЦРБ) ул. Пионерская	5	0,04	Подземная канальная	1,34	0,045	6,692	0,337
т.7	Склад (ЦРБ) ул. Пионерская, 3	5	0,05	Подземная канальная	0,368	0,001	0,16	0,058
ТК1	т.1	50	0,2	Подземная канальная	42,2585	0,065	1,144	0,391
т.1	Поликлиника ул. Пионерская, 3	5	0,05	Подземная канальная	8,668	0,59	80,971	1,365
т.1	ТК4	28	0,15	Подземная канальная	33,5867	0,101	3,09	0,541
ТК4	т.3	30	0,07	Подземная канальная	5,6493	0,177	5,579	0,443
т.3	Ж/д, ул. Республиканская, 21	44	0,07	Подземная канальная	2,7484	0,068	1,34	0,216
т.4	ТК9а	70	0,1	Подземная канальная	14,5778	0,441	5,439	0,551
ТК9а	Лечеб. кор 1 (ЦРБ) ул. Пион, 3	10	0,07	Подземная канальная	11,5401	0,313	23,11	0,905
ТК9а	ТК9	15	0,07	Подземная канальная	3,0365	0,027	1,631	0,238
ТК9	Скорая (ЦРБ). ул. Пионерская,	5	0,05	Подземная канальная	1,18	0,011	1,544	0,186
ТК9	т.7	45	0,05	Подземная канальная	1,8563	0,187	3,777	0,292
т.7	т. лаб. ЦРБ	5	0,04	Подземная канальная	1,4881	0,055	8,237	0,374
т. лаб. ЦРБ	Аптека (ЦРБ)	33	0,032	Подземная канальная	0,1481	0,01	0,304	0,06
т.3	Ж/д, ул. Республиканская, 23	70	0,07	Подземная канальная	2,9006	0,109	1,49	0,228
ТК4	т.2	33	0,15	Подземная канальная	27,9362	0,081	2,143	0,45
т.2	т. корп. №2 ЦРБ	15	0,1	Подземная канальная	14,8409	0,116	5,636	0,561
т.2	ТК5	60	0,08	Надземная	5,877	0,177	2,584	0,333
т.2	ТК7	39	0,08	Подземная канальная	7,2169	0,191	4,432	0,43
ТК7	Морг (ЦРБ) ул. Пионерская, 3	87	0,05	Подземная канальная	1,3404	0,177	1,985	0,211
ТК7	Детс.отд (ЦРБ) ул. Пионерская,	5	0,08	Подземная канальная	5,8761	0,021	2,948	0,35
т. корп. №2 ЦРБ	Пищеблок (ЦРБ) ул. Пионерская,	105	0,05	Подземная канальная	0,2885	0,011	0,1	0,045
т. корп. №2 ЦРБ	Леч. кор 2 (ЦРБ) ул. Пион, 3	10	0,1	Подвальная	14,5522	0,084	5,42	0,55

Продолжение табл. 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №4	т. кот. №4	5	0,07	Надземная	6,3044	0,047	6,938	0,495
т. ж/д №19	Инфек. отд. (ЦРБ) ул. Пион, 3	3	0,07	Подземная канальная	1,872	0,006	0,629	0,147
т. ж/д №19	Общежитие ул. Респуб, 19	5	0,07	Подземная канальная	4,432	0,035	3,447	0,348
т. кот. №4	т. ж/д №19	32	0,07	Подземная канальная	6,3044	0,271	6,938	0,495
ТК5	Род. дом (ЦРБ) ул. Пион, 3	18	0,08	Подземная канальная	5,8762	0,069	2,584	0,333

Таблица 3.6 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №4 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
Леч. кор 2 (ЦРБ) ул. Пион, 3	0,3638	14,552	22,636	8,066	14,07	43,53	29,47	5	139
Лечеб. кор 1 (ЦРБ) ул. Пион, 3	0,2885	11,54	20,71	7,24	13,24	42,12	28,88	2,68	95
Поликлиника ул. Пионерская, 3	0,2167	8,668	17,703	7,65	13,65	42,32	28,67	2,26	58
Род. дом (ЦРБ) ул. Пион, 3	0,1469	5,876	14,425	7,974	13,97	43,49	29,51	8,11	192
Детс.отд (ЦРБ) ул. Пионерская,	0,1469	5,876	14,395	8,041	14,04	42,52	28,48	5,98	158
Общежитие ул. Респуб, 19	0,1108	4,432	12,405	8,296	14,3	44,65	30,35	1,47	42
Ж/д, ул. Республиканская, 23	0,0725	2,9	10,109	8,054	14,05	44,53	30,47	9,24	181
Ж/д, ул. Республиканская, 21	0,0687	2,748	9,815	8,136	14,14	43,57	29,43	7,53	155
Прачечная (ЦРБ) ул. Пионерская	0,0563	2,252	8,727	8,742	14,74	42,87	28,13	1,37	20
Инфек. отд. (ЦРБ) ул. Пион, 3	0,0468	1,872	8,048	8,354	14,35	44,68	30,32	1,57	40
Морг (ЦРБ) ул. Пионерская, 3	0,0335	1,34	6,942	7,73	13,73	46,36	32,63	12,55	240
СПИД лаб. (ЦРБ) ул. Пионерская	0,0335	1,34	7,058	7,237	13,24	43,12	29,88	6,54	155
Скорая (ЦРБ). ул. Пионерская,	0,0295	1,18	6,503	7,787	13,79	42,39	28,61	3,98	105
Склад (ЦРБ) ул. Пионерская, 3	0,0092	0,368	3,674	7,434	13,43	42,22	28,78	7,5	150
Пищеблок (ЦРБ) ул. Пионерская,	0,0072	0,288	3,17	8,212	14,21	43,61	29,39	43,11	234
Аптека (ЦРБ)	0,0037	0,148	2,34	7,305	13,31	42,15	28,85	15,46	183

Таблица 3.7 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №6.1 развития тепловых сетей на период 2024 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 №6.1	т.	46	0,3	Подвальная	109,9898	0,052	0,904	0,449
т.	ТК1	53	0,15	Подземная канальная	50,5459	0,466	7,478	0,837
ТК1	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 34	40	0,05	Надземная	4,243	0,802	19,498	0,668
т.	т.1	5	0,2	Подземная канальная	59,4361	0,041	2,252	0,55
ТК1	ТК2	120	0,15	Подземная канальная	46,3007	0,841	6,279	0,767
ТК2	т.3	30	0,07	Подземная канальная	8,0031	0,34	9,582	0,592
т.3	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 28	1	0,07	Подвальная	8,0029	0,027	9,581	0,592
ТК2	т.2	100	0,1	Подземная канальная	18,5877	0,839	7,935	0,674
ТК11	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 26	2	0,07	Подземная канальная	5,4972	0,02	5,285	0,431
ТК11	т. ж/д №23 мкр. 1	100	0,08	Подземная канальная	4,8812	0,213	2,042	0,291
т. ж/д №23 мкр. 1	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 23	2	0,08	Надземная	4,88	0,012	2,041	0,291
т.1	ТК4	60	0,2	Подземная канальная	59,4357	0,18	2,252	0,55
ТК4	ТК5	23	0,15	Подземная канальная	59,4312	0,286	10,327	0,984
ТК5	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 12	55	0,07	Подземная канальная	5,4491	0,313	5,193	0,427
ТК5	ТК6	25	0,15	Подземная канальная	53,9812	0,253	8,525	0,894
ТК9	т.14	63	0,1	Подземная канальная	13,556	0,31	4,707	0,512
т.14	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 14	25	0,08	Подземная канальная	7,3974	0,145	4,655	0,441
т.14	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 15	20	0,08	Подземная канальная	6,1574	0,078	3,235	0,367
ТК7	ТК8	80	0,15	Подземная канальная	41,0864	0,419	4,95	0,68
ТК7	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 11	55	0,07	Подземная канальная	7,0833	0,527	8,746	0,556
ТК8	ТК9	20	0,1	Подземная канальная	13,5563	0,107	4,707	0,512
ТК8	т.15	30	0,15	Подземная канальная	27,5267	0,088	2,232	0,456
т.15	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 21	1	0,08	Подвальная	6,3314	0,018	3,418	0,377
т.15	ТУ ж/д. №22	50	0,1	Подземная канальная	21,1941	0,633	10,305	0,769
ТУ ж/д. №22	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 24	75	0,08	Подземная канальная	10,2009	0,735	8,817	0,608

Продолжение табл. 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ ж/д. №22	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 22	1	0,08	Подвальная	6,1114	0,016	3,187	0,364
ТК6	ТК7	40	0,15	Подземная канальная	48,1715	0,303	6,795	0,798
ТК6	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 25	14	0,07	Подземная канальная	5,8087	0,103	5,896	0,456
ТУ ж/д. №22	ТК10а	65	0,08	Подземная канальная	4,8808	0,141	2,041	0,291
ТК10а	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 23	2	0,08	Подземная канальная	4,88	0,012	2,041	0,291
ТК2	т.4	35	0,1	Подземная канальная	19,7048	0,374	9,907	0,744
т.4	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 29	1	0,07	Подвальная	8,7429	0,037	13,295	0,686
т.4	т.5	52	0,1	Подземная канальная	10,9612	0,169	3,087	0,414
т.5	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 30	1	0,07	Подвальная	4,3172	0,009	3,272	0,339
т.5	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 31	32	0,07	Подземная канальная	6,6431	0,26	7,698	0,521
т.2	ТК11	65	0,08	Подземная канальная	10,3791	0,631	9,127	0,619
т.2	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 27	85	0,08	Подземная канальная	8,2067	0,498	5,722	0,489

Таблица 3.8 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №б.1 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 34	0,1485	4,2429	12,967	6,368	12,37	35,68	23,31	3,69	139
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 28	0,2801	8,0029	18,423	5,559	11,56	35,27	23,72	6,12	250
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 27	0,2872	8,2057	20,76	3,625	9,63	37,3	27,68	10,54	404
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 26	0,1924	5,4971	17,369	3,32	9,32	37,15	27,83	9,49	386
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 23	0,1708	4,88	16,912	2,911	8,91	37,95	29,03	15,15	486
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 12	0,1907	5,4486	14,219	7,262	13,26	38,13	24,87	6,09	189
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 14	0,2589	7,3971	18,355	4,82	10,82	38,9	28,08	10,77	387
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 15	0,2155	6,1571	16,632	4,954	10,95	36,97	26,02	10,73	382
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 11	0,2479	7,0829	17,205	5,726	11,73	37,36	25,63	6,88	254
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 21	0,2216	6,3314	16,262	5,732	11,73	38,36	26,63	8,31	310
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 24	0,357	10,2	24,189	3,039	9,04	37,01	27,97	11,35	434
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 22	0,2139	6,1114	17	4,472	10,47	37,73	27,26	9,37	360
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 25	0,2033	5,8086	14,725	7,176	13,18	39,09	25,91	4,95	173
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 23	0,1708	4,88	15,433	4,198	10,2	39,59	29,39	13,1	426
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 29	0,306	8,7429	19,333	5,471	11,47	34,23	22,76	6,06	255
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 30	0,1511	4,3171	13,766	5,19	11,19	33,09	21,9	8,14	307
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 31	0,2325	6,6429	17,515	4,689	10,69	36,84	26,15	9,1	338

Таблица 3.9 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №6.2 развития тепловых сетей на период 2024 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
Котельная №6.2	TK23	60	0,2	Подземная канальная	83,3994	0,337	4,194	0,756
TK20	Д/с ул. Микрорайон 1, 17а	125	0,05	Подземная канальная	3,4435	1,325	10,398	0,5
TK21	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 33	75	0,05	Подземная канальная	7,8232	5,025	65,991	1,232
TK21	TK20	95	0,05	Подземная канальная	3,4439	1	10,401	0,5
TK22	TK22а	7	0,1	Подземная канальная	14,6908	0,049	4,969	0,533
TK22	т.6	30	0,15	Подземная канальная	19,4223	0,039	1,118	0,322
TK22а	TK21	7	0,1	Подземная канальная	11,2672	0,029	2,934	0,409
TK22а	Младшая школа №2	50	0,08	Подземная канальная	3,4234	0,055	1,013	0,204
TK23	TK25	85	0,15	Подземная канальная	39,2197	0,446	4,512	0,65
TK23	TK22	55	0,15	Подземная канальная	34,1154	0,204	3,419	0,565
TK23	Д/с Сказка	135	0,1	Подземная канальная	10,0596	0,38	2,603	0,38
TK25	т.9	22	0,15	Подземная канальная	25,5715	0,06	1,928	0,423
TK25	т.8	35	0,1	Подземная канальная	13,6447	0,193	4,768	0,515
т.6	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 37	1	0,08	Подземная канальная	5,1229	0,007	2,247	0,305
т.6	т.7	110	0,1	Надземная	14,2982	0,59	5,233	0,54
т.7	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 32	53	0,1	Подвальная	8,641	0,107	1,926	0,326
т.7	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 35	102	0,07	Подземная канальная	5,6552	0,58	5,591	0,444
т.8	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 38	1	0,08	Подвальная	6,68	0,012	3,802	0,398
т.8	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 36	100	0,08	Подземная канальная	6,964	0,456	4,129	0,415
т.9	т.10	49	0,125	Подземная канальная	19,5563	0,157	2,975	0,469
т.9	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 39	1	0,08	Подвальная	6,0143	0,009	3,087	0,359
т.10	т.11	56	0,125	Надземная	15,0291	0,105	1,764	0,36
т.10	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 40	1	0,08	Подвальная	4,5257	0,005	1,758	0,27
т.11	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 42	1	0,08	Подвальная	4,9772	0,006	2,122	0,297
т.11	т.12	60	0,1	Подземная канальная	10,0504	0,163	2,598	0,38
т.12	т.13	56	0,08	Подземная канальная	4,5035	0,105	1,741	0,269
т.12	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 43	1	0,08	Подвальная	5,5457	0,008	2,629	0,331
т.13	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 44	1	0,08	Подвальная	4,5029	0,009	1,741	0,268

Таблица 3.10 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №6.2 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
Д/с ул. Микрорайон 1, 17а	0,1205	3,4429	11,792	6,131	12,13	37,06	24,93	10,59	349
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 33	0,2738	7,8229	30,11	0,745	6,74	34,36	27,61	4,38	204
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 37	0,1793	5,1229	12,476	10,831	16,83	38,41	21,58	4,47	146
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 32	0,3024	8,64	16,763	9,454	15,45	35,72	20,27	10,4	308
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 35	0,1979	5,6543	13,922	8,512	14,51	35,25	20,74	11,51	357
Младшая школа №2	0,1198	3,4229	10,226	10,715	16,72	41,36	24,64	7,11	172
Д/с Сказка	0,352	10,0571	17,588	10,571	16,57	40,28	23,71	7,11	195
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 38	0,2338	6,68	14,523	10,03	16,03	37,01	20,98	4,59	181
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 36	0,2437	6,9629	15,174	9,144	15,14	36,57	21,42	8,49	280
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 39	0,2105	6,0143	13,69	10,299	16,3	37,15	20,85	4,33	168
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 40	0,1584	4,5257	0	0	16	35,99	20	6,06	217
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 42	0,1742	4,9771	12,615	9,783	15,78	35,89	20,1	8,59	273
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 43	0,1941	5,5457	13,43	9,455	15,45	35,72	20,27	11,17	333
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 44	0,1576	4,5029	12,17	9,244	15,24	37,62	22,37	14,6	389

Таблица 3.11 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №7 развития тепловых сетей на период 2024 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 №7	ТК35	20	0,2	Подземная канальная	117,7647	0,337	8,341	1,068
ТК11	ТК12	45	0,15	Подземная канальная	32,6846	0,17	3,14	0,541
ТК11	ТК17	62	0,125	Подземная канальная	17,5514	0,175	2,4	0,421
ТК12	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 7	46	0,07	Подземная канальная	4,3233	0,168	3,282	0,339
ТК12	ТК14	65	0,1	Подземная канальная	17,921	0,501	7,379	0,65
ТК12	ТК13	32	0,1	Подземная канальная	10,4384	0,097	2,801	0,394
ТК13	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 3	44	0,07	Подземная канальная	5,3718	0,249	5,048	0,421
ТК13	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 4	30	0,07	Подземная канальная	5,066	0,151	4,494	0,397
ТК14	ТК15	33	0,1	Подземная канальная	12,7566	0,135	3,754	0,463
ТК14	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 6	42	0,07	Подземная канальная	5,1632	0,212	4,667	0,405
ТК15	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 5	20	0,07	Подземная канальная	4,6316	0,082	3,234	0,343
ТК15	ТК16	42	0,1	Подземная канальная	8,1243	0,076	1,704	0,307
ТК16	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 1	42	0,07	Подземная канальная	4,5347	0,17	3,607	0,356
ТК16	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 2	36	0,07	Подземная канальная	3,5889	0,097	2,27	0,282
ТК17	ММО МВД РФ "Чамзинский"	22	0,07	Подземная канальная	7,5745	0,236	8,588	0,561
ТК17	ТК19	110	0,1	Подземная канальная	9,9751	0,296	2,56	0,377
ТК19	Учебный корпус СОШ №2	90	0,1	Подземная канальная	9,8302	0,251	2,487	0,371
ТК19	Гараж (СОШ №2) ул. С.Давыдова,	15	0,04	Подземная канальная	0,1429	0,001	0,064	0,036
ТК27	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 45	15	0,08	Подземная канальная	4,8316	0,034	2,001	0,288
ТК28	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 46	78	0,07	Подземная канальная	5,1807	0,375	4,698	0,406
ТК28	ТК27	125	0,08	Подземная канальная	4,8331	0,254	2,002	0,288
ТК29	ТК28	20	0,1	Подземная канальная	10,0141	0,059	2,58	0,378
ТК29	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 47	23	0,07	Подземная канальная	7,6659	0,271	10,235	0,601
ТК30	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 48	61	0,08	Подземная канальная	6,8579	0,253	4,005	0,409

Продолжение табл. 3.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТК30	Учеб. корп. ГБОУ РМ СПО АИ Тех	45	0,07	Подземная канальная	7,7747	0,492	10,526	0,61
ТК31	ТК29	80	0,125	Подземная канальная	17,6824	0,213	2,436	0,424
ТК31	ТК30	100	0,1	Подземная канальная	14,6344	0,578	5,481	0,553
ТК32	ТК31	50	0,125	Подземная канальная	32,3182	0,427	7,427	0,75
ТК32	Ж/д, ввод 1 ул. Мкр 1, 49	90	0,07	Подземная канальная	7,4151	0,896	9,579	0,582
ТК33	ТК32	110	0,15	Подземная канальная	39,7379	0,531	4,632	0,658
ТК33	Ж/д, ввод 2 ул. Мкр 1, 49	22	0,08	Подземная канальная	7,4145	0,113	4,677	0,442
ТК34	ТК36	45	0,15	Подземная канальная	50,4798	0,37	7,459	0,836
ТК34	т.16	150	0,15	Подземная канальная	50,2439	1,131	6,888	0,81
ТК34	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 10	75	0,08	Подземная канальная	5,018	0,166	2,157	0,299
ТК35	ТК34	13	0,15	Подземная канальная	105,7422	0,881	32,596	1,751
ТК35	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 9	80	0,08	Подземная канальная	12,021	0,926	10,709	0,681
ТК36	ТК33	55	0,15	Подземная канальная	47,1548	0,388	6,512	0,781
ТК36	Ж/д, ул. Микрорайон 1, 10	22	0,08	Подземная канальная	3,3231	0,023	0,955	0,198
т.16	ТК11	33	0,15	Подземная канальная	50,2374	0,278	7,388	0,832

Таблица 3.12 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №7 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	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	Время прохождения воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 45	0,1691	4,8314	18,407	2,033	8,03	33,51	25,47	18,19	533
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 46	0,1813	5,18	19,485	1,861	7,86	36,42	28,56	13,38	471
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 47	0,2683	7,6657	22,774	2,184	8,18	36,58	28,4	10	396
Учеб. корп. ГБОУ РМ СПО АИ Тех	0,2721	7,7743	27,78	1,015	7,01	37,99	30,98	10,45	438
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 48	0,24	6,8571	23,691	1,493	7,49	37,23	29,74	11,68	454
Ж/д, ввод 1 ул. Мкр 1, 49	0,2595	7,4143	22,319	2,215	8,22	40,6	32,38	7,72	333
Ж/д, ввод 2 ул. Мкр 1, 49	0,2595	7,4143	18,362	4,836	10,84	41,91	31,08	3,27	155
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 10	0,1163	3,3229	11,752	5,789	11,79	42,39	30,6	3,12	100
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 10	0,1756	5,0171	14,171	6,241	12,24	43,62	31,37	4,53	108
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 9	0,4207	12,02	21,728	6,482	12,48	41,74	29,26	2,23	100
ММО МВД РФ "Чамзинский"	0,2651	7,5743	21,01	2,944	8,94	37,96	29,02	7,15	300
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 4	0,1773	5,0657	17,204	2,93	8,93	35,95	27,03	8,03	323
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 3	0,188	5,3714	18,024	2,734	8,73	34,86	26,12	8,5	337
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 6	0,1807	5,1629	19,101	2,002	8	37,49	29,49	8,79	368
Учебный корпус СОШ №2	0,344	9,8286	25,391	2,324	8,32	36,65	28,33	15,26	478
Гараж (СОШ №2) ул. С.Давыдова,	0,005	0,1429	2,916	2,823	8,82	36,9	28,08	18,15	403
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 7	0,1513	4,3229	15,683	3,089	9,09	38,03	28,95	7,68	307
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 5	0,1621	4,6314	18,111	1,994	7,99	37,49	29,49	9,22	379
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 2	0,1256	3,5886	16,33	1,811	7,81	35,39	27,58	12,6	437
Ж/д, ул. Микрорайон 1, 1	0,1587	4,5343	18,744	1,666	7,67	35,32	27,66	12,44	443

Таблица 3.13 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №8 развития тепловых сетей на период 2024 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 №8	т.1	50	0,2	Надземная	121,5233	0,594	9,36	1,124
т.1	ТУ-К1	5	0,125	Надземная	18,0527	0,031	2,538	0,433
т.2а	Ж/д, ул. Суродеева, 6	12	0,04	Подземная канальная	0,696	0,025	1,835	0,175
т.2а	ТК28	27	0,1	Подземная канальная	16,2676	0,22	6,764	0,614
ТК29	Ж/д, ул. Суродеева, 8	5	0,04	Подземная канальная	1,812	0,081	12,177	0,455
ТК29	ТК6	35	0,1	Подземная канальная	13,0729	0,178	4,38	0,494
ТК6	Ж/д, ул. Суродеева, 10	5	0,04	Подземная канальная	2,176	0,117	17,52	0,547
ТК6	т	21	0,1	Подземная канальная	10,8963	0,081	3,05	0,412
ТК7	Ж/д, ул. Суродеева, 14	4	0,04	Подземная канальная	2,088	0,092	16,14	0,525
ТК7	ТК8	35	0,1	Подземная канальная	8,8069	0,081	2	0,333
ТК8	Ж/д, ул. Суродеева, 16	5	0,04	Подземная канальная	2,148	0,114	17,075	0,54
ТК8	ТК9	73	0,1	Подземная канальная	6,6582	0,097	1,15	0,251
ТК9	Ж/д, ул. Пионерская, 26	87	0,05	Подземная канальная	2,1204	0,45	4,916	0,334
ТК9	Ж/д, ул. Пионерская, 34	35	0,07	Подземная канальная	2,3243	0,04	0,963	0,182
ТК9	ТК11	15	0,07	Подземная канальная	2,2122	0,015	0,874	0,174
ТК11	Ж/д, ул. Пионерская, 30	10	0,05	Подземная канальная	2,212	0,072	5,346	0,348
ТК28	ТК29	33	0,1	Подземная канальная	14,8856	0,203	5,669	0,562
ТК28	т.35	100	0,08	Подземная канальная	1,3816	0,018	0,172	0,082
т.38	Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	2	0,05	Подземная канальная	0,324	0,001	0,125	0,051
т.37	т.38	29	0,05	Подземная канальная	0,3241	0,004	0,125	0,051
т.37	Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	4	0,05	Подземная канальная	0,324	0,001	0,125	0,051
т.36	т.37	20	0,05	Подземная канальная	0,6482	0,011	0,478	0,102
т.36	Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	7	0,05	Подземная канальная	0,328	0,001	0,128	0,052
т.35	т.36	20	0,05	Подземная канальная	0,9764	0,024	1,064	0,154
т.35	Гараж ("Лато"), ул. Суродеево	8	0,05	Подземная канальная	0,404	0,002	0,191	0,064

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
т.1	ТУ-К	35	0,2	Надземная	103,4669	0,329	6,792	0,957
ТУ-К	ТУ-	10	0,05	Надземная	8,2482	0,985	73,335	1,299
ТУ-	Гаражи (водоканал) ул. Сур, 2	2	0,05	Надземная	4,124	0,079	18,425	0,649
ТУ-	Гаражи (водоканал) ул. Сур, 2	26	0,05	Подземная канальная	4,1241	0,542	18,426	0,649
ТУ-К	ТК18	113	0,2	Надземная	95,2161	0,805	5,755	0,881
ТК18	ТК41	216	0,15	Подземная канальная	18,793	0,245	1,047	0,311
ТК22	ТК25	75	0,15	Подземная канальная	32,4028	0,26	3,086	0,537
ТК25	Ж/д, ул. Калинина, 16	17	0,032	Подземная канальная	1,74	0,73	38,653	0,701
ТК25	ТК26	98	0,15	Надземная	30,6597	0,309	2,765	0,508
ТК26	Ж/д, ул. Калинина, 14	17	0,032	Подземная канальная	1,672	0,652	35,704	0,674
ТК18	ТК65	17	0,15	Подземная канальная	33,1018	0,065	3,002	0,534
ТК79	Ж/д, ул. Комсомольская, 8	98	0,05	Надземная	2,2565	0,462	4,494	0,327
ТК70	ТК73	73	0,1	Подземная канальная	6,9158	0,094	1,239	0,261
ТК70	ТК82	35	0,1	Подземная канальная	17,0195	0,341	7,401	0,643
ТК82	Младшая школа (СОШ №1)	10	0,05	Подземная канальная	4,348	0,251	20,47	0,685
ТК82	ТК83	120	0,08	Надземная	12,6708	1,686	13,576	0,755
ТК83	Подс. помещение (СОШ 1)	25	0,02	Надземная	0,44	0,931	36,257	0,493
ТК83	ТУ-Ш2	5	0,08	Надземная	12,2294	0,09	12,651	0,729
ТУ-Ш2	Спортзал (СОШ 1)	5	0,08	Надземная	1,2001	0,001	0,131	0,072
ТУ-Ш2	ТУ-Ш3	42	0,08	Надземная	11,0293	0,476	10,3	0,658
ТУ-Ш3	Мастерская (СОШ 1)	2	0,04	Надземная	0,72	0,006	1,962	0,181
ТУ-Ш3	Школа №1	65	0,08	Надземная	10,3088	0,66	9,004	0,615
ТК41	Детский сад ул. Коммун, 11	50	0,05	Надземная	1,2042	0,084	1,607	0,19
ТК6	т.4	30	0,1	Надземная	17,5782	0,253	7,101	0,638
т.4	ТК54	80	0,1	Надземная	17,5776	0,608	7,1	0,638
ТК9	ТК62	30	0,1	Надземная	12,4181	0,14	3,954	0,469
ТК62	ТК63	50	0,1	Надземная	8,8055	0,111	1,999	0,333
ТК62	Ж/д, ул. Республиканская, 15	10	0,05	Надземная	3,612	0,174	14,154	0,569
ТК63	ТК64	12	0,1	Надземная	6,9444	0,022	1,25	0,262
ТК63	Мастерская ул. Комс, 3	55	0,04	Надземная	1,8602	0,727	12,828	0,467

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TK64	Лаб. корпус (АИ техникум)	33	0,05	Надземная	3,5201	0,474	13,447	0,554
TK26	TK23	12	0,15	Надземная	28,9835	0,041	2,473	0,48
TK29	ДК "Цементник" ул. Калинина, 7	70	0,07	Подземная канальная	12,3726	2,046	26,552	0,971
TK23	TK23	30	0,1	Подземная канальная	12,1805	0,142	3,425	0,442
TK23	TK24	35	0,1	Подземная канальная	12,1799	0,139	3,424	0,442
TK24	Ж/д, ул. Калинина, 8	2	0,05	Подземная канальная	1,556	0,011	2,665	0,245
TK24	Ж/д, ул. Калинина, 5	46	0,05	Подземная канальная	2,8402	0,444	8,778	0,447
TK24	TK35	30	0,1	Подземная канальная	7,783	0,056	1,566	0,294
TK18	TK18	17	0,2	Подземная канальная	43,3129	0,028	1,201	0,401
TK22	TK23	83	0,08	Подземная канальная	5,9533	0,264	3,025	0,355
TK21	TK22	17	0,2	Подземная канальная	40,0774	0,024	1,03	0,371
TK21	Ж/д, ул. Калинина, 20	7	0,04	Подземная канальная	1,548	0,077	8,908	0,389
TK23	Ж/д, ул. Калинина, 17	24	0,08	Подземная канальная	2,9523	0,021	0,757	0,176
TK23	Ж/д, ул. Калинина, 22	6	0,05	Подземная канальная	3	0,081	9,786	0,472
TK22	Ж/д, ул. Калинина, 15	37	0,032	Подземная канальная	1,7201	1,469	37,775	0,693
TK76	Ж/д, ул. Ленина, 24	24	0,04	Подземная канальная	1,8001	0,309	12,018	0,452
TK75	TK76	27	0,1	Подземная канальная	1,8006	0,003	0,089	0,068
TK74	TK75	36	0,1	Подземная канальная	1,8012	0,003	0,089	0,068
TK74	TK79	20	0,1	Подземная канальная	4,6569	0,013	0,568	0,176
TK79	Ж/д, ул. Ленина, 20	15	0,032	Надземная	1,22	0,31	19,076	0,492
TK79	Ж/д, ул. Ленина, 22	15	0,032	Надземная	1,18	0,2	12,746	0,418
TK68	TK69	10	0,15	Подземная канальная	27,2892	0,032	2,194	0,452
TK68	Ж/д, ул. Ленина, 14	24	0,04	Подземная канальная	1,4321	0,196	7,634	0,36
TK67	TK68	40	0,15	Подземная канальная	28,723	0,112	2,264	0,463
TK67	Ж/д, ул. Ленина, 12	24	0,04	Подземная канальная	1,3081	0,164	6,379	0,329
TK65	TK67	43	0,15	Подземная канальная	30,0329	0,118	2,474	0,484
TK65	Детский сад ул. Коммун, 11	30	0,04	Подземная канальная	1,3681	0,221	6,972	0,344
TK41	TK6	78	0,1	Надземная	17,5797	0,675	7,102	0,638
TK54	TK58	50	0,1	Надземная	17,5761	0,438	7,89	0,664
TK64	Ж/д, ул. Республиканская, 17	12	0,05	Надземная	3,4241	0,182	12,727	0,539

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TK58	TK59	3	0,1	Надземная	14,7351	0,032	5,556	0,557
TK58	Ж/д, ул. Республиканская, 13	13	0,05	Надземная	2,8401	0,134	8,777	0,447
TK59	TK9	45	0,1	Надземная	13,247	0,252	4,496	0,5
TK59	Адм. здание, ул. Коммун, 1	22	0,04	Надземная	1,4881	0,195	8,237	0,374
TK23	TK28	60	0,1	Подземная канальная	16,8025	0,513	7,214	0,635
TK28	Ж/д, ул. Калинина, 9	6	0,04	Подземная канальная	2,932	0,244	31,713	0,737
TK28	TK29	25	0,07	Подземная канальная	13,8694	0,951	33,341	1,088
TK29	TK30	15	0,07	Подземная канальная	1,4966	0,007	0,406	0,117
TK30	TK31	50	0,07	Подземная канальная	1,4965	0,022	0,406	0,117
TK31	Ж/д, ул. Калинина, 13	5	0,04	Подземная канальная	1,496	0,056	8,325	0,376
TK35	TK36	30	0,07	Подземная канальная	4,0726	0,084	2,507	0,301
TK36	Ж/д, ул. Калинина, 6	16	0,04	Подземная канальная	1,972	0,255	14,407	0,495
TK36	TK37	45	0,05	Подземная канальная	2,1003	0,18	3,899	0,305
TK37	Ж/д, ул. Калинина, 4	18	0,032	Подземная канальная	1,536	0,581	30,158	0,619
TK35	TK38	86	0,08	Надземная	3,7098	0,112	1,187	0,221
TK38	Склад №2 ул. Республиканская,	11	0,025	Надземная	0,116	0,009	0,738	0,08
TK38	Ж/д, ул. Республиканская, 5	27	0,032	Подземная канальная	1,684	1,024	36,217	0,679
TK38	TK39	15	0,07	Надземная	1,9088	0,012	0,654	0,15
TK39	TK40	54	0,08	Надземная	1,9086	0,019	0,322	0,114
TK40	Ж/д, ул. Республиканская, 9	7	0,04	Подземная канальная	1,908	0,117	13,492	0,479
TK65	Ж/д, ул. Ленина, 7	6	0,05	Подземная канальная	1,7	0,026	3,174	0,268
TK70	Ж/д, ул. Ленина, 15	7	0,05	Подземная канальная	1,676	0,029	3,086	0,264
TK73	TK74	10	0,1	Подземная канальная	6,4583	0,014	1,083	0,244
TK73	Ж/д, ул. Ленина, 19	28	0,05	Подземная канальная	0,4561	0,007	0,241	0,072
TK18	TK21	135	0,2	Подземная канальная	41,6356	0,157	1,111	0,385
TK18	Ж/д, ул. Ленина, 5	7	0,04	Подземная канальная	1,676	0,091	10,43	0,421
TK37	Магазин ул. Респуб., 3в	24	0,032	Надземная	0,564	0,104	4,137	0,227
ТУ-К1	т.2а	43	0,1	Подземная канальная	16,9644	0,377	7,353	0,641
TK9	ДМШ ул. Коммунистическая, 2	35	0,04	Надземная	0,8281	0,095	2,584	0,208

Продолжение табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ-К1	Водоканал (адм.зд.) ул. Сур, 2	25	0,04	Надземная	1,0881	0,122	4,431	0,273
г	ТК7	55	0,1	Надземная	10,8959	0,185	3,05	0,412
ТК69	ТК70	36	0,15	Подземная канальная	25,6128	0,079	1,935	0,424
ТК69	Ж/д, ул. Ленина, 13	5	0,04	Подземная канальная	1,676	0,07	10,43	0,421

Таблица 3.14 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №8 развития тепловых сетей на период 2024 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Время прохода воды от источника, мин	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Суродеева, 10	0,0544	2,176	8,181	10,57	16,57	27,28	10,71	5,04	198
Ж/д, ул. Суродеева, 14	0,0522	2,088	8,107	10,091	16,09	28,04	11,95	8,06	273
Ж/д, ул. Суродеева, 16	0,0537	2,148	8,266	9,884	15,88	27,94	12,05	9,82	309
Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	0,0081	0,324	0	0	17,45	30,72	13,27	38,29	296
Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	0,0081	0,324	0	0	17,46	30,72	13,27	29,49	269
Гаражи (водоканал) ул. Сур, 2	0,1031	4,124	0	0	15,11	29,55	14,44	2,12	121
Ж/д, ул. Калинина, 20	0,0387	1,548	0	0	16,03	30,01	13,98	10,22	357
Ж/д, ул. Калинина, 16	0,0435	1,74	0	0	14,16	28,07	13,91	13,38	459
Ж/д, ул. Калинина, 14	0,0418	1,672	0	0	13,7	28,84	15,14	16,58	557
Ж/д, ул. Суродеева, 6	0,0174	0,696	0	0	17,95	29,97	12,02	3,16	110
Ж/д, ул. Суродеева, 8	0,0453	1,812	7,392	10,995	17	29,49	12,5	3,9	163
Ж/д, ул. Пионерская, 26	0,053	2,12	0	0	15,02	31,5	16,48	18,76	464
Ж/д, ул. Пионерская, 34	0,0581	2,324	0	0	15,84	30,91	15,07	17,62	412
Ж/д, ул. Пионерская, 30	0,0553	2,212	0	0	15,75	29,87	14,12	16,36	402
Гараж ("МЦ"), ул. Суродеево	0,0082	0,328	0	0	17,48	30,73	13,26	27,19	252
Гараж ("Лато"), ул. Суродеево	0,0101	0,404	0	0	17,52	30,76	13,23	24,88	233
Гаражи (водоканал) ул. Сур, 2	0,1031	4,124	0	0	16,04	30,01	13,98	1,51	97
Ж/д, ул. Калинина, 17	0,0738	2,952	9,769	9,57	15,57	27,78	12,21	16,78	474
Ж/д, ул. Калинина, 22	0,075	3	9,879	9,451	15,45	26,72	11,27	14,74	456
Ж/д, ул. Калинина, 15	0,043	1,72	0	0	13,21	29,59	16,39	11,55	404
Ж/д, ул. Ленина, 24	0,045	1,8	0	0	14,9	29,44	14,54	30,07	514
Ж/д, ул. Ленина, 20	0,0305	1,22	0	0	14,89	28,44	13,55	16,28	462
Ж/д, ул. Ленина, 22	0,0295	1,18	0	0	15,11	28,55	13,44	16,37	462
Ж/д, ул. Комсомольская, 8	0,0564	2,256	0	0	14,59	28,28	13,7	20,72	545
Подс. помещение (СОШ 1)	0,011	0,44	0	0	9,85	27,91	18,06	12,97	524
Спортзал (СОШ 1)	0,03	1,2	0	0	11,52	28,75	17,23	13,4	509

Продолжение табл. 3.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ж/д, ул. Ленина, 12	0,0327	1,308	6,453	9,865	15,86	26,93	11,06	6,64	282
Детский сад ул. Коммун, 11	0,0342	1,368	0	0	15,99	28,99	13	5,41	245
Детский сад ул. Коммун, 11	0,0301	1,204	6,186	9,9	15,9	26,94	11,04	19,23	464
Ж/д, ул. Республиканская, 17	0,0856	3,424	0	0	10,65	28,31	17,66	27,21	804
Ж/д, ул. Республиканская, 13	0,071	2,84	0	0	11,86	30,92	19,06	21,46	665
Адм. здание, ул. Коммун, 1	0,0372	1,488	0	0	11,67	28,82	17,15	22,04	677
Лаб. корпус (АИ Техникум)	0,088	3,52	0	0	10,07	27,02	16,95	27,83	825
Ж/д, ул. Калинина, 9	0,0733	2,932	0	0	13,41	28,7	15,29	18,26	618
Ж/д, ул. Калинина, 8	0,0389	1,556	0	0	14,34	31,16	16,82	19,13	619
Ж/д, ул. Калинина, 5	0,071	2,84	0	0	13,47	30,73	17,25	20,69	663
Ж/д, ул. Калинина, 6	0,0493	1,972	0	0	13,57	30,78	17,2	22,85	693
Ж/д, ул. Республиканская, 9	0,0477	1,908	0	0	13,73	29,86	16,13	36,84	809
Младшая школа (СОШ №1)	0,1087	4,348	0	0	14,57	28,27	13,71	9,76	389
Мастерская (СОШ 1)	0,018	0,72	0	0	10,56	28,27	17,71	13,48	548
Школа №1	0,2577	10,308	0	0	9,26	26,61	17,36	15,05	611
Ж/д, ул. Ленина, 14	0,0358	1,432	6,802	9,577	15,58	26,78	11,2	7,96	322
ДМШ ул. Коммунистическая, 2	0,0207	0,828	0	0	11,37	28,67	17,3	25,33	735
Ж/д, ул. Республиканская, 15	0,0903	3,612	0	0	10,93	28,45	17,52	23,9	740
Мастерская ул. Комс, 3	0,0465	1,86	0	0	9,61	27,79	18,18	28,03	835
Ж/д, ул. Калинина, 13	0,0374	1,496	0	0	11,83	27,9	16,07	27,87	707
ДК "Цементник" ул. Калинина, 7	0,3093	12,372	0	0	7,91	30,94	23,03	19,7	707
Ж/д, ул. Калинина, 4	0,0384	1,536	0	0	12,56	30,27	17,71	25,24	740
Склад №2 ул. Республиканская,	0,0029	0,116	0	0	14,01	33	18,99	29,38	744
Ж/д, ул. Республиканская, 5	0,0421	1,684	0	0	11,98	30,98	19	27,75	760
Ж/д, ул. Ленина, 7	0,0425	1,7	7,265	10,375	16,37	28,18	11,81	4,34	221
Ж/д, ул. Ленина, 15	0,0419	1,676	7,338	9,691	15,69	27,84	12,15	9,06	351
Ж/д, ул. Ленина, 19	0,0114	0,456	3,842	9,546	15,55	27,77	12,22	19,66	445
Магазин ул. Респуб., 3в	0,0141	0,564	0	0	13,51	31,75	18,23	26,5	746
Водоканал (адм.зд.) ул. Сур, 2	0,0272	1,088	0	0	18,51	31,25	12,74	2,43	80
Ж/д, ул. Ленина, 13	0,0419	1,676	7,323	9,765	15,77	26,88	11,11	7,42	313
Ж/д, ул. Ленина, 5	0,0419	1,676	0	0	16,32	30,15	13,83	4,42	222

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 2015-2017 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 2018-2023 г.г., 2024-2028 г.г. при развитии систем теплоснабжения

4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018-2023 г.г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2018 г. по 2023 г. включительно в зонах действия основных котельных, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Прогнозируемые к 2018 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2017 г.	Тепловая нагрузка период 2018-2023 г.
1	Котельная №3	6,6928	4,2898
2	Котельная в ТП 2-го микрорайона	0,9082	1,1282
3	Котельная по ул.Садовая	0,1559	3,7477
4	Котельная №4	1,8202	1,8202
5	Котельная №5	1,3955	0,9322
6	Котельная №6	10,8811	0
7	Котельная №6.1.	0	3,9732
8	Котельная №6.2.	0	3,1431
9	Котельная №7	0	4,5785
10	Котельная №8	3,1785	3,0754
	Всего	25,0322	26,6883

Из таблицы 4.1 следует, что до 2018 г. ожидается прирост тепловой нагрузки в объеме 1,65 Гкал/ч, что составляет 6,59 %. В период до 2023г. из СЦТ котельной №6 разделяется на три котельные: котельная №6.1, котельная №6.2, котельная №7.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2023 г. представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2017 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2018-2023г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №3	4,60	4,2898	0,065	0,1601	0,09
2	Котельная в ТП 2-го микрорайона	1,46	1,1282	0,010	0,1142	0,21
3	Котельная по ул. Садовая	3,49	3,7477	0,010	0,2258	-0,49
4	Котельная №4	1,79	1,8202	0,096	0,0564	-0,18
5	Котельная №5	1,90	0,9322	0,010	0,1561	0,80
6	Котельная №6.1.	4,60	3,9732	0,091	0,1184	0,42
7	Котельная №6.2.	3,10	3,1431	0,002	0,1026	-0,15
8	Котельная №7	5,24	4,5785	0,014	0,2428	0,40
9	Котельная №8	3,00	3,0754	0,015	0,3725	-0,46
	Итого	29,18	26,69	0,31	1,55	0,84

Анализ таблицы 4.2 показывает, что к 2023 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источникам теплоснабжения увеличится на 1,65 Гкал/ч или на 6,59% по отношению к уровню 2017 г. и составит 26,69 Гкал/ч, также за данный период происходит существенное изменение располагаемой мощности, данное изменение связано с реконструкцией котельных, а именно, установкой в котельной №3 трех котлов REX 180 в период 2018-2019 г.г., заменой котлов REX 65 на REX 85 в котельной ТП 2 мкр. на период до 2023 г., установкой котлов REX 120 в котельной ТП по ул. Садовая на период до 2023 г., разделением котельной №6 на три котельные: котельная №6.1, котельная №6.2, котельная №7 на период до 2023 г.

4.2.2 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, задействованных в схеме теплоснабжения приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Прогнозируемые к 2028 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2023 г.	Тепловая нагрузка период 2024-2028г.
1	Котельная №3	4,2898	4,2898
2	Котельная в ТП 2-го микрорайона	1,1282	1,1282
3	Котельная по ул.Садовая	3,7477	3,7477
4	Котельная №4	1,8202	1,8202
5	Котельная №5	0,9322	0,9322
7	Котельная №6.1.	3,9732	3,9732
8	Котельная №6.2.	3,1431	3,1431
9	Котельная №7.	4,5785	4,5785
10	Котельная №8	3,0754	3,0754
	Всего	26,6883	26,6883

Из таблицы 4.3 следует, что в период 2019-2023 г.г. изменения нагрузки не планируется.

Таблица 4.4 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2028 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка на 2024-2028 г.г, Гкал/ч	Собственные нужды источника Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №3	4,60	4,29	0,065	0,11	0,13
2	Котельная в ТП 2-го микрорайона	1,46	1,13	0,010	0,08	0,24
3	Котельная по ул. Садовая	3,49	3,75	0,010	0,02	-0,28
4	Котельная №4	1,79	1,82	0,096	0,02	-0,14
5	Котельная №5	1,90	0,93	0,010	0,07	0,89
6	Котельная №6.1.	4,60	3,97	0,091	0,07	0,47
7	Котельная №6.2.	3,10	3,14	0,002	0,07	-0,12
8	Котельная №7	5,24	4,58	0,014	0,24	0,40
9	Котельная №8	3,00	3,08	0,015	0,37	-0,46
		29,18	26,69	0,31	1,06	1,13

Анализ таблицы 4.4 показывает, что в анализируемом периоде 2024-2028 г.г., располагаемая мощность как и расчетная тепловая нагрузка остается без изменения, при этом происходит небольшое снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

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. Комсомольский для развития системы теплоснабжения, отдельно по периодам реализации схемы теплоснабжения представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Резервы тепловой мощности на теплоисточниках г.п. Комсомольский

Наименование варианта развития	Резерв(+)/Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч		
	2017 г.	2023 г.	2028 г.
в т.ч. на источниках теплоснабжения	0,84	0,84	1,13

При положительном общем балансе располагаемой тепловой мощности теплоисточников и присоединенной тепловой нагрузки г.п. Комсомольский отсутствуют дефициты на отдельных 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.

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 г.п. Комсомольский

Показатель	Единицы измерения	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	3275,23	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38	801,38
на пусковое заполнение	тонн/год	349,92	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62	85,62
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	2925,31	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76	715,76
Зона действия котельной в ТП 2-го микр. ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	476,12	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04	546,04
на пусковое заполнение	тонн/год	30,52	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	445,60	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04	511,04
Зона действия котельной по ул. Садовая ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	63,03	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27	100,27
на пусковое заполнение	тонн/год	4,04	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	58,99	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84	93,84
Зона действия котельной №4 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16	89,16
на пусковое заполнение	тонн/год	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45	83,45
Зона действия котельной №5 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	753,28	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44	509,44
на пусковое заполнение	тонн/год	48,29	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66	32,66
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	705,0	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78	476,78

Зона действия котельной №6 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	1830,98											
на пусковое заполнение	тонн/год	195,62											
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	1635,36											
Зона действия котельной №6.1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год		483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73	483,73
на пусковое заполнение	тонн/год		51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68	51,68
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год		432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05	432,05
Зона действия котельной №6.2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год		364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98
на пусковое заполнение	тонн/год		38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99	38,99
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год		325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99	325,99
Зона действия котельной №7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год		809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55	809,55
на пусковое заполнение	тонн/год		76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год		733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37	733,37
Зона действия котельной №8 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	986,71	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66	991,66
на пусковое заполнение	тонн/год	105,42	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95	105,95
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	881,30	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72	885,72

5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

В настоящее время на основных котельных г.п. Комсомольский имеются водоподготовительные установки.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельных №3, №4, №6, №8 установлено оборудование химводоподготовки в состав которого входят систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельной №3 имеется химводоподготовительная установка в состав которой входят фильтры Na – катионирования диаметром марки ФИПа-1,0-0,6 нормативной производительностью 20м³/ч каждый, в количестве 3 шт. Показатели подпиточной воды после химводоподготовки соответствуют нормативным требованиям. Котельная №4 служит для обеспечения горячей водой Комсомольскую ЦРБ. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №4 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Комсомольский. Для восполнения потерь теплоносителя на котельных №4 и №5 имеется автоматическая химводоподготовительная установка. В состав которой входят: станция умягчения воды непрерывного действия состоящая из двух фильтров марки AFSS-1252, с управляющим клапаном FLECK 9100/1600 SXT 1"MI, фильтрующим материалом является сильнокислотный Na-катионит, а также имеется бак с таблетированной солью.

В схеме теплоснабжения планируется реконструкции котельных №3, №8 котельной в ТП 2-го микр. и котельной по ул. Содовая, а также строительства трех котельных №6.1, №6.2 и №7, за место котельной №6 в связи с этим предполагается установка автоматической химводоподготовки в состав оборудования которой входят фильтры марки AFSS, с управляющими клапанами FLECK, фильтрующим материалом является сильнокислотный Na-катионит.

5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки за счет использования 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 2028 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 Развитие источников теплоснабжения в период с 2018 до 2023 г.г.

На анализируемый период планируется:

- в 2018 г. реконструкция котельной №3 заключающаяся в демонтаже котлов №1 и №2 ТВГ-8 и установкой трех котлов REX 180;
- в 2018-2019 г.г. в предусматривается разделением котельной №6 на три котельные: котельная №6.1, котельная №6.2, котельная №7;
- замена котлов REX 65 на REX 85 в котельной ТП 2 мкр.;
- установка котлов REX 120 в котельной по ул. Садовая.
- реконструкция котельной №8 с установка котлов REX 180 в количестве трех штук и одного котла REX 85.

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источников тепловой энергии в период с 2018 до 2023 г.г. представлены в табл. 6.1 Суммарные капитальные затраты до 2023 г. составляют 63902,87 тыс. руб. с учетом НДС и непредвиденных расходов.

Таблица 6.1 – Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источников тепловой энергии с 2024-2028 г.г.

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Стоимость с НДС, (тыс. руб.) в ценах 01.01.2018 г
Котельная №3	Демонтаж котлов №1 и №2 ТВГ-8 и установка трех котлов REX 180	2018-2019г.г.	9279,64
Котельная в ТП 2 мкр.	Реконструкция котельной с заменой котлов REX 65 на REX 85	2018-2019г.г.	2569,02
Котельная по ул. Садовая	Реконструкция котельной с установкой трех котлов REX 120	2018-2019г.г.	5836,91
Котельная №6.1.	Строительство котельной №6.1. с тремя котлами REX 180	2018-2019г.г.	9279,64
Котельная №6.2.	Строительство котельной №6.2. с тремя котлами REX 120	2018-2019г.г.	17313,17
Котельная №7	Строительство котельной №7. с тремя котлами REX 180 и одним котлом REX85	2018-2019г.г.	19624,50
Итого с 2018-2023 г.г.			63902,87

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

На анализируемый период реконструкция основных котельных не планируется.

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источников тепловой энергии в период с 2024-2028 г.г. не планируются.

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. Комсомольский. Согласно результатам обсуждения вариантов развития схемы теплоснабжения, с теплоснабжающей организацией, а также публичного слушания наиболее предпочтительным является второй 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 второму варианту. Проекты по вариантам, представленные на обсуждение и публичные слушания представлены в прил. 1.

Более детальная и подробная классификация групп проектов представлена ниже. На рис. 7.1, 7.2 представлена трассировка по второму варианту развития схемы теплоснабжения.

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. Комсомольский на период до 2028 г.» охватывает комплекс мероприятий, направленных на реализацию задач по обеспечению перспективной застройки на период до 2028 г.

Согласно варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Комсомольский предусматривается подключение перспективной нагрузки к котельной №3 и котельной по ул. Садовая. Подключение

перспективной нагрузкой г.п. Комсомольский: двух жилых домов по адресу 2 мкр. (ж/д №17, №18) и двух жилых домов по ул. Республиканская, 18а и 18б:

По СЦТ от котельной №3, ГВС 2 мкр. с 2018 г. до 2023 г.

– строительство присоединительного вводного участка теплосети отопления и ГВС от ТК5б до ж/д 2 мкр. №17 протяженностью 53 м Ду70 и Ду70/50 подземного типа исполнения;

– строительство присоединительного вводного участка теплосети отопления и ГВС от ТК ж.д. №14 до ж/д 2 мкр. №18 протяженностью 83 м Ду70 и Ду70/50 подземного типа исполнения;

– реконструкция участка тепловой сети отопления и ГВС (увеличение пропускной способности) от ТК5а до ТК5б протяженностью 50 м с Ду70 на Ду150 и с Ду70/50 на Ду100/80 подземного типа исполнения;

– реконструкция участка тепловой сети отопления и ГВС (увеличение пропускной способности) от ТК5б до ТК ж.д. №14 протяженностью 70 м с Ду70 на Ду100 и с Ду70/50 на Ду100/80 подземного типа исполнения;

– реконструкция участка тепловой сети отопления и ГВС (увеличение пропускной способности) от ТК1 до ТК5 протяженностью 42 м с Ду150 на Ду200 и с Ду100/80 на Ду150/100 подземного типа исполнения.

По СЦТ от котельной по ул. Садовая с 2018 г. до 2023 г.

– строительство квартального участка теплосети отопления и ГВС от т.1 до ТК ж/д 18а, 18б протяженностью 125 м Ду100 и Ду100/50 подземного типа исполнения;

– строительство присоединительного вводного участка теплосети отопления и ГВС от ТК ж.д. №18а, 18б до ж/д ул. Республиканская, 18а протяженностью 30 м Ду70 и Ду70/50 подземного типа исполнения;

– строительство присоединительного вводного участка теплосети отопления и ГВС от ТК ж.д. №18а, 18б до ж/д ул. Республиканская, 18б протяженностью 30 м Ду70 и Ду70/50 подземного типа исполнения.

Данный объем работ предусмотрен в период 2018-2023 г.г. Реестр участков теплосети проекта представлен в табл. 6.1.

7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным нормативным ценам строительства (НЦС 81-02-13-2017 Сборник №13. Наружные тепловые сети (Приложение к Приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21.07.2017 №1011/пр.).

Укрупненные нормативы цены строительства предназначены для определения потребности в финансовых ресурсах. Показатели учитывают стоимость материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных зданий и сооружений.

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для проекта №1 (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 17113,65 тыс. руб. в т.ч. по СЦТ от котельной №3 – 10531,646 тыс. руб. с НДС и по СЦТ от котельной по ул. Садовая – 6582,004 тыс. руб. с НДС. Согласно проекту период мероприятий до 2024 г.

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

Мероприятия	Характеристики
СЦТ от котельной №3, ГВС 2 мкр. с 2018 г. до 2023 г.	
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК5б до ж/д 2 мкр. №17	Сети отопления: длина 53 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 53 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №14 до ж/д 2 мкр. №18	Сети отопления: длина 83 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 83 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК5а до ТК5б	Сети отопления: длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду150, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду70/50 на Ду100/80, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК5б до ТК ж.д. №14	Сети отопления: длина 70 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 70 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду70/50 на Ду100/80, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК1 до ТК5	Сети отопления: длина 42 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду200, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 42 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду100/80 на Ду150/100, изоляция ППУ
СЦТ от котельной по ул. Садовая с 2018 г. до 2023 г.	
1. Строительство квартального участка теплосети от т.1 до ТК ж/д 18а, 18б	Сети отопления: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №18а. 18б до ж/д ул. Республиканская, 18а	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ
3. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №18а. 18б до ж/д ул. Республиканская, 18б	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ

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

Мероприятия	Характеристики	Стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб. в ценах 2018 г.	Характеристика	Длина участка, км	Диаметр, мм	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №3, ГВС 2 мкр. с 2018 г. до 2023 г.						
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК5б до ж/д 2 мкр. №17	Сети отопления: длина 53 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	827,467	подземная	0,053	70	701,24
	Сети ГВС: длина 53 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ	783,916	подземная	0,053	70/50	664,34
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №14 до ж/д 2 мкр. №18	Сети отопления: длина 83 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	1295,845	подземная	0,083	70	1098,17
	Сети ГВС: длина 83 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ	783,916	подземная	0,053	70/50	664,34
3. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК5а до ТК5б	Сети отопления: длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду150, изоляция ППУ	1254,39	подземная	0,050	150	1063,04
	Сети ГВС: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду70/50 на Ду100/80, изоляция ППУ	956,439	подземная	0,050	100/80	810,54
4. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК5б до ТК ж.д. №14	Сети отопления: длина 70 м, подземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду100, изоляция ППУ	1366,34	подземная	0,070	100	1157,92
	Сети ГВС: длина 70 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду70/50 на Ду100/80, изоляция ППУ	956,439	подземная	0,050	100/80	810,54

Продолжение табл. 7.2

1	2	3	4	5	6	7
5. Реконструкция участка тепловой сети (увеличение пропускной способности) от ТК1 до ТК5	Сети отопления: длина 42 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду200, изоляция ППУ	1115,23	подземная	0,042	200	945,11
	Сети ГВС: длина 42 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, с Ду100/80 на Ду150/100, изоляция ППУ	1191,667	подземная	0,050	150/100	1009,89
Всего		10531,646		0,554		
СЦТ от котельной по ул. Садовая с 2018 г. до 2023 г.						
1. Строительство квартального участка теплосети от т.1 до ТК ж/д 18а, 18б	Сети отопления: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2439,896	подземная	0,125	100	2067,71
	Сети ГВС: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/50, изоляция ППУ	2317,901	подземная	0,125	100/50	1964,32
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №18а. 18б до ж/д ул. Республиканская, 18а	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	468,378	подземная	0,030	70	396,93
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ	443,726	подземная	0,030	70/50	376,04
3. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК ж.д. №18а. 18б до ж/д ул. Республиканская, 18б	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	468,378	подземная	0,030	70	396,93
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППУ	443,726	подземная	0,030	70/50	376,04
Всего		6582,004		0,370		
Итого		17113,650		0,924		

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 значительное 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 2559 м. Реализация данного мероприятия запланирована на период до 2018-2023 г.г.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 48557,37 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №3 – 10598,13 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной по ул. Садовая – 11232,83 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной №4 – 2645,07 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной №6.1 – 3411,87 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной №6.2 – 5120,44 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной №7 – 9208,82 тыс. руб. с НДС; по СЦТ от котельной №8 – 6340,21 тыс. руб. с НДС. Отдельно по каждому мероприятию проекта №2 представлена в табл. 6.4. Реконструкция теплосети с оптимизацией пропускной способности и трассировки 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. Комсомольский

Мероприятия	Характеристики
1	2
СЦТ от котельной №3 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от Котельная №3 до (НС), котельной ГВС 2 мкр.	длина 300 м, подземная 2-х трубная, с Ду300 на Ду200, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 68 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5а до т.3	длина 18 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до т.4	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
СЦТ от котельной по ул. Садовая с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК11 до ТК14	длина 24 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТК12	длина 8 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК18	длина 42 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ9	длина 75 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ

Продолжение табл. 7.3

1	2
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ9 до ТУ10а	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10а до ТУ11	длина 90 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ11 до ТУ12	длина 12 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22 до ТК23	длина 52 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК23 до ТК24	длина 52 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК24 до ТК25	длина 21 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК25 до ж.д. №8 ул. Республиканская	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТК27	длина 184 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК27 до ТК28	длина 53 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК28 до ТК29	длина 39 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК29 до ТК32	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №4 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.1 до ТК4	длина 28 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до т.2	длина 33 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.2 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до Род. Дом	длина 18 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ
Всего	
СЦТ от котельной №6.1 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.15 до ТУ ж.д. №22	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.3	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до ж.д. №28	длина 1 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду70, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.2	длина 100 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ

Продолжение табл. 7.3

1	2
СЦТ от котельной №6.2 с 2018-2023 г.г.	
1. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №6.2 до ТК23	длина 60 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22 до ТК22а	длина 7 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду100, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22а до ТК21	длина 7 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду100, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК21 до ТК20	длина 95 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду50, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК20 до Д/сад	длина 125 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №7 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК34 до т.16	длина 150 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК17 до ММО МВД	длина 22 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду70, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК14	длина 65 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТК15	длина 33 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК15 до ж.д. №5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду70, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК35 до ж.д. №9	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК32 до ТК31	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППУ
8. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №7 до ТК35	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №8 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК18 до ТК65	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК65 до ТК67	длина 43 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК67 до ТК68	длина 40 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК35 до ТК36	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК36 до ТК37	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК41 до ТК6	длина 78 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до т.4	длина 30 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.4 до ТК54	длина 80 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ

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

Мероприятия	Характеристики	Стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб. в ценах 2018 г.	Характеристика	Длина участка, км	Диаметр, мм	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №3 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от Котельная №3 до (НС), котельной ГВС 2 мкр.	длина 300 м, подземная 2-х трубная, с Ду300 на Ду200, изоляция ППУ	7965,93	подземная	0,300	200	6750,78
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 68 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППУ	1402,50	подземная	0,068	125	1188,56
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5а до т.3	длина 18 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	351,34	подземная	0,018	100	297,75
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до т.4	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	878,36	подземная	0,045	100	744,37
Всего		10598,13		0,431		
СЦТ от котельной по ул. Садовая с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК11 до ТК14	длина 24 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	374,70	подземная	0,024	70	317,54
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТК12	длина 8 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	124,90	подземная	0,008	70	105,85

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК18	длина 42 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	621,22	подземная	0,042	50	526,45
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ8 до ТУ9	длина 75 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1198,61	надземная	0,075	150	1015,77
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ9 до ТУ10а	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	543,37	надземная	0,034	150	460,48
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10а до ТУ11	длина 90 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1438,33	надземная	0,090	150	1218,92
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ11 до ТУ12	длина 12 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	191,78	надземная	0,012	150	162,52
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22 до ТК23	длина 52 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	811,85	подземная	0,052	70	688,01
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК23 до ТК24	длина 52 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	811,85	подземная	0,052	70	688,01
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК24 до ТК25	длина 21 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	310,61	подземная	0,021	50	263,23
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК25 до ж.д. №8 ул. Республиканская	длина 13 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	192,28	подземная	0,013	50	162,95
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТК27	длина 184 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	2640,08	надземная	0,184	100	2237,35

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК27 до ТК28	длина 53 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1034,52	подземная	0,053	100	876,71
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК28 до ТК29	длина 39 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	761,25	подземная	0,039	100	645,12
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК29 до ТК32	длина 12 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ	177,49	подземная	0,012	50	150,42
Всего		11232,83		0,711		
СЦТ от котельной №4 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.1 до ТК4	длина 28 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	702,46	подземная	0,028	150	595,30
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до т.2	длина 33 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	827,89	подземная	0,033	150	701,61
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.2 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	818,90	надземная	0,060	80	693,98
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до Род. Дом	длина 18 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	295,82	подземная	0,018	80	250,69
Всего		2645,07		0,139		
СЦТ от котельной №6.1 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.15 до ТУ ж.д. №22	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	975,96	подземная	0,050	100	827,08

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.3	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	468,38	подземная	0,030	70	396,93
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.3 до ж.д. №28	длина 1 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду70, изоляция ППУ	15,61	подземная	0,001	70	13,23
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.2	длина 100 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	1951,92	подземная	0,100	100	1654,17
Всего		3411,87		0,181		
СЦТ от котельной №6.2 с 2018-2023 г.г.						
1. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №6.2 до ТК23	длина 60 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	1593,19	подземная	0,060	200	1350,16
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22 до ТК22а	длина 7 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду100, изоляция ППУ	136,63	подземная	0,007	100	115,79
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК22а до ТК21	длина 7 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду100, изоляция ППУ	136,63	подземная	0,007	100	115,79
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК21 до ТК20	длина 95 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду50, изоляция ППУ	1405,13	подземная	0,095	50	1190,79
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК20 до Д/сад	длина 125 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	1848,86	подземная	0,125	50	1566,83
Всего		5120,44		0,294		

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №7 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК34 до т.16	длина 150 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	3763,16	подземная	0,150	150	3189,12
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК17 до ММО МВД	длина 22 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду70, изоляция ППУ	343,48	подземная	0,022	70	291,08
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК14	длина 65 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1268,75	подземная	0,065	100	1075,21
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТК15	длина 33 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	644,13	подземная	0,033	100	545,87
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК15 до ж.д. №5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду70, изоляция ППУ	312,25	подземная	0,020	70	264,62
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК35 до ж.д. №9	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	1314,74	подземная	0,080	80	1114,19
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК32 до ТК31	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППУ	1031,25	подземная	0,050	125	873,94
8. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №7 до ТК35	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	531,06	подземная	0,020	200	450,05
Всего		9208,82		0,440		

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №8 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК18 до ТК65	длина 17 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	426,49	подземная	0,017	150	361,43
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК65 до ТК67	длина 43 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1078,77	подземная	0,043	150	914,21
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК67 до ТК68	длина 40 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1003,51	подземная	0,040	150	850,43
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК35 до ТК36	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	468,38	подземная	0,030	70	396,93
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК36 до ТК37	длина 45 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	665,59	подземная	0,045	50	564,06
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК41 до ТК6	длина 78 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1119,16	надземная	0,078	100	948,44
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до т.4	длина 30 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	430,45	надземная	0,030	100	364,79
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.4 до ТК54	длина 80 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1147,86	надземная	0,080	100	972,76
Всего		6340,21		0,363		
Итого		48557,37		2,559		

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 перекадки). Тепловые сети не увлеченные в проекты №1 и №2 практически за период 2018-2023 г.г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на период 2024-2028 г.г. разработан проект по реконструкции тепловых сетей приведенных в табл. 6.5 по СЦТ от кот. №3, №4, №6.1, №6.2.

Согласно данной таблице протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 2254 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №3 – 730 м, по СЦТ от котельной №4 – 311 м.; по СЦТ от котельной №6.1 – 723 м.; по СЦТ от котельной №6.2 – 440 м. Капитальные вложения составят 42988,56 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №3 – 15794,49 тыс. руб. с НДС.

Таблица 7.5 – Финансовые потребности для реализации проекта №3 в ценах 2018 г.

Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика	Длина участка, м	Диаметр, мм	Стоимость, руб.
с 2024-2028 г.г.						
1. Реконструкция участков тепловой сети СЦТ от котельной №3	длина 738 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	15221,26	подземная	0,738	0,117	12899,37
	длина 42 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	573,23	надземная	0,042	0,076	485,79
2. Реконструкция участков тепловой сети СЦТ от котельной №4	длина 274 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	5348,25	подземная	0,274	0,102	4532,42
	длина 37 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	530,89	надземная	0,037	0,095	449,90
3. Реконструкция участков тепловой сети СЦТ от котельной №6.1	длина 723 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	14911,88	подземная	0,723	0,120	12637,19
4. Реконструкция участков тепловой сети СЦТ от котельной №6.2	длина 385 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	5524,07	подземная	0,385	0,110	4681,42
	длина 55 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	878,98	надземная	0,055	0,159	744,90
Итого		42988,56		2,254		

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. Комсомольский выбранного в качестве рекомендованного варианта развития системы теплоснабжения.

Для расчета выработки тепловой энергии, потребления топлива на котельных г.п. Комсомольский 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 расположенных в г.п. Комсомольский

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельных г.п. Комсомольский 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. Комсомольский или реконструкции существующих котельных. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено в табл. 8.1.

Таблица 8.1 – Перспективные плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии по котельным г.п. Комсомольский

Показатель	Единицы измерения	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №3													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	16500,09	8732,17	8732,17	8732,17	8732,17	8732,17	8732,17	8511,86	8511,86	8511,86	8511,86	8511,86
НУР топлива	кг.у.т./Гкал	176,14	156,66	156,66	156,66	156,66	156,66	156,66	156,70	156,70	156,70	156,70	156,70
Зона действия котельной ТП 2 мкр.													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	4938,30	5399,04	5399,04	5399,04	5399,04	5399,04	5399,04	5106,28	5106,28	5106,28	5106,28	5106,28
НУР топлива	кг.у.т./Гкал	158,14	154,71	154,71	154,71	154,71	154,71	154,71	154,72	154,72	154,72	154,72	154,72
Зона действия котельной по ул. Садовая													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	847,61	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17	8874,17
НУР топлива	кг у.т/Гкал	158,39	155,09	155,09	155,09	155,09	155,09	155,09	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28
Зона действия котельной №4													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	4822,79	3961,16	3961,16	3961,16	3961,16	3961,16	3961,16	3836,28	3836,28	3836,28	3836,28	3836,28
НУР топлива	кг у.т/Гкал	162,15	157,85	157,85	157,85	157,85	157,85	157,85	157,91	157,91	157,91	157,91	157,91
Зона действия котельной №5													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	4769,01	4346,89	4346,89	4346,89	4346,89	4346,89	4346,89	3656,70	3656,70	3656,70	3656,70	3656,70
НУР топлива	кг у.т/Гкал	159,00	159,01	159,01	159,01	159,01	159,01	159,01	159,12	159,12	159,12	159,12	159,12
Зона действия котельной №6													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	23297,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НУР топлива	кг у.т/Гкал	169,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зона действия котельной №6.1													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	0,00	7936,41	7936,41	7936,41	7936,41	7936,41	7936,41	7735,32	7735,32	7735,32	7735,32	7735,32
НУР топлива	кг у.т/Гкал	0,00	156,60	156,60	156,60	156,60	156,60	156,60	156,63	156,63	156,63	156,63	156,63
Зона действия котельной №6.2													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	0,00	6340,25	6340,25	6340,25	6340,25	6340,25	6340,25	6223,70	6223,70	6223,70	6223,70	6223,70
НУР топлива	кг у.т/Гкал	0,00	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,81	156,81	156,81	156,81	156,81
Зона действия котельной №7													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	0,00	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04	10591,04
НУР топлива	кг у.т/Гкал	0,00	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28
Зона действия котельной №8													
Отпуск тепловой энергии	Гкал	6935,95	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82	7045,82
НУР топлива	кг у.т/Гкал	170,10	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27	156,27

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

Энергоисточники	2017 г.			2023 г.			2028 г.		
	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.
Котельные ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	62111,0	10,493	10,496	63226,9	9,878	9,878	61581,17	9,622	9,622

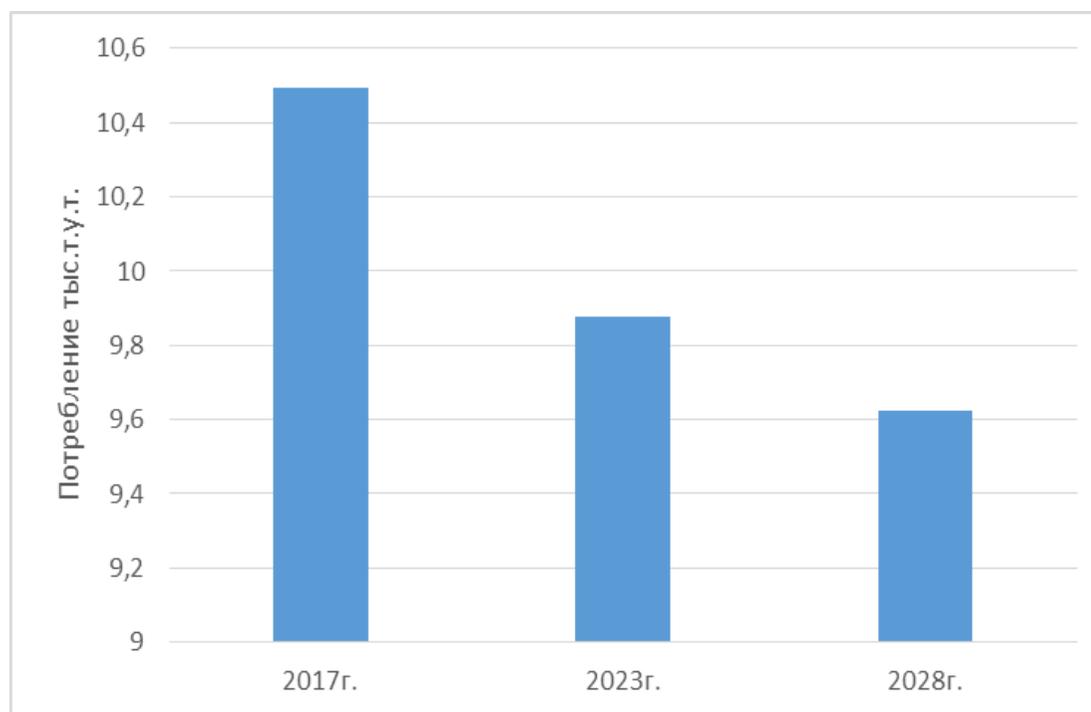


Рисунок 8.1 – Прогнозное потребление топлива основными теплоисточниками г.п. Комсомольский

Анализируя прогнозное потребление топлива основными теплоисточниками г.п. Комсомольский на период 2017-2028 г.г. наблюдается положительная динамика снижения топлива. Снижение потребления топлива по отношению к уровню 2017 года составит:

- к 2023 году – произойдет снижение валового расхода топлива, на 0,6 тыс. т.у.т. относительно 2017 г.;

- к 2028 году – произойдет снижение валового расхода топлива на 0,25 тыс.т.у.т. относительно 2023 г.;

Таким образом, наибольшее снижение потребления топлива ожидается на период 2018-2023г.г. Данное снижение связано с реконструкцией котельных и заменой основного и вспомогательного оборудования котельной №3 заключающееся в демонтаже котлов №1 и №2 ТВГ-8 и установкой трех котлов REX 180, разделением котельной №6 на три котельные: котельная №6.1, котельная №6.2, котельная №7, заменой котлов REX 65 на REX 85 в котельной ТП 2 мкр., установкой котлов REX 120 в котельной ТП по ул. Садовая и реконструкцией котельной №8 с установкой котлов REX 180 в количестве трех штук и одного котла REX 85.

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, потреби-

телей 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 $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (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 $P_{сцт} = 0,9-0,97-0,99 = 0,86$.

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:

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

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 $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. 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.

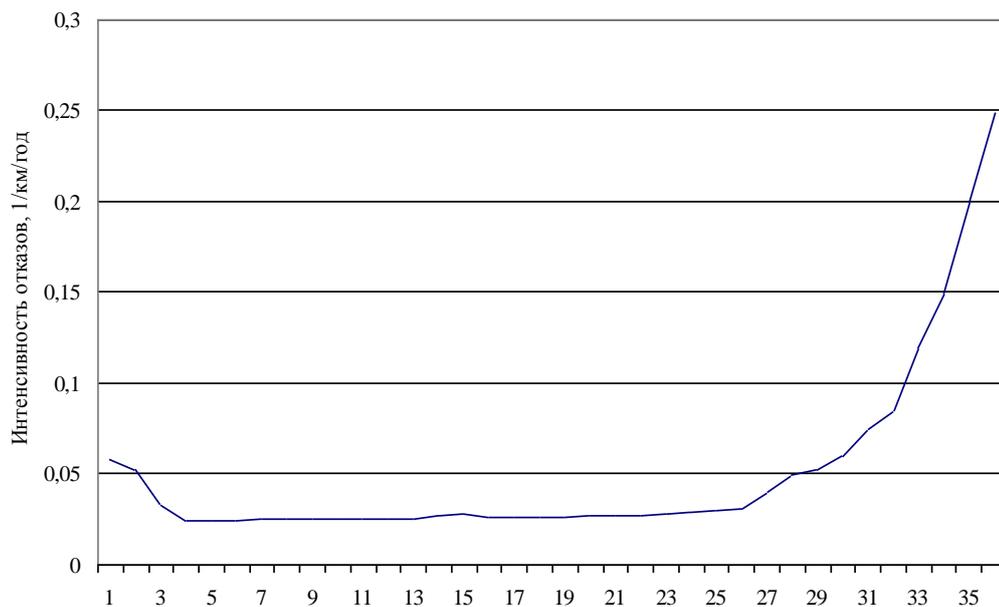


Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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:

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

где t_g – 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'_g – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного со-

бытия, °С; t_n – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С; Q_o – подача теплоты в помещение, Дж/ч; q_oV – 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 $\left(\frac{Q_o}{q_oV} = 0\right)$ имеет следующий вид:

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

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. Комсомольский 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 участ-

ков 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

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

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{op.ej} = 1 / \bar{\omega}_{ej}, \quad (9.13)$$

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

$$\bar{T}_{oc.ej} = q_{ej} / \bar{\omega}_{ej}, \quad (9.14)$$

при этом

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

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

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

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

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

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 исчерпанием физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходима для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. К 2011-2012 году эксплуатационная надежность тепловых сетей г.п. Комсомольский в целом обеспечивалась за счет напряженной работы ООО «ТС» и ООО «ТЭС» 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 исчерпанием 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 будет практически невозможно.

9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Комсомольский на отопительный период 2012-2013 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. Комсомольский.

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

9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям

По варианту развития зоны действия теплоисточников г.п. Комсомольский, 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 Минэкономки 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.

Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-19-2017. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

10.3. Макроэкономические параметры

10.3.1. Сроки реализации

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2017 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. Комсомольский.

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 2013 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 развитию 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 схеме теплоснабжения г.п. Комсомольский 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 Комсомольский 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 капвложений); период окупаемости; индекс доходности (ИД).

Эффективность рассматриваемого инвестиционного проекта характеризуется выше приведенной 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. Комсомольский

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

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источников тепловой энергии в период с 2018 до 2023 г.г. представлены в табл. 10.1 Суммарные капитальные затраты до 2023 г. составляют 63902,87 тыс. руб. с учетом НДС и непредвиденных расходов.

Таблица 10.1 – Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельных г.п. Комсомольский

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс. руб., с учетом НДС
Котельная №3	Демонтаж котлов №1 и №2 ТВГ-8 и установка трех котлов REX 180	2018-2019 г.г.	9279,64
Котельная в ТП 2 мкр.	Реконструкция котельной с заменой котлов REX 65 на REX 85	2018-2019 г.г.	2569,02
Котельная по ул. Садовая	Реконструкция котельной с установкой трех котлов котлов REX 120	2018-2019 г.г.	5836,91
Котельная №6.1.	Строительство котельной №6.1. с тремя котлами REX 180	2018-2019 г.г.	9279,64
Котельная №6.2.	Строительство котельной №6.2. с тремя котлами REX 120	2018-2019 г.г.	17313,17
Котельная №7	Строительство котельной №7. с тремя котлами REX 180 и одним котлом REX85	2018-2019 г.г.	19624,50
Итого с 2023-2027 г.г.			63902,87

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

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным нормативным ценам строительства (НЦС 81-02-13-2017 Сборник №13. Наружные тепловые сети (Приложение к Приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21.07.2017 №1011/пр.).

Укрупненные нормативы цены строительства предназначены для определения потребности в финансовых ресурсах. Показатели учитывают стоимость материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных зданий и сооружений.

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в табл. 10.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2018 г. с НДС составляет 108659,58 тыс. руб.

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

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2018 г., с НДС, тыс. руб.
1. Подключение перспективной нагрузки к котельной №3 и котельной по ул. Садовая. Подключение перспективной нагрузка г.п. Комсомольский: двух жилых домов по адресу 2 мкр. (ж/д №17, №18) и двух жилых домов по ул. Республиканская, 18а и 18б.	2018-2023 г.г.	17113,65
2. Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов	2018-2023 г.г.	48557,37
3. Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	2024-2028 г.г.	42988,56
Итого		108659,58

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	63902,87		48557,37	
2. Плата за подключение				17113,65
3. Амортизационные отчисления			42988,56	
4. Ремонтный фонд в тарифе				

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 энергоисточников в системе теплоснабжения г.п. Комсомольский

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. Комсомольский.

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. Комсомольский расположен в лесостепных ландшафтах эрозионно-денудационной равнины в верховье реки Нуи. Чамзинка - узел автодорог Саранск - Ульяновск, Саранск - Дубенки, Чамзинка - Большие Березники, Чамзинка - Атяшево-Ардатов. Автомагистраль республиканского значения Саранск - Ульяновск проходит к югу от поселка. Через него проходит однопутная железнодорожная линия Красный Узел - Канаш. Чамзинский район географически расположен в центре восточной части Республики Мордовия. Территория района составляет 1009,5 км². Чамзинский район самый возвышенный в Мордовии. Здесь находится самая высокая точка в республике, рас-

положена она в районе села Большое Маресево и равна 324 м над уровнем моря. Чуть ниже – Лысая гора, откуда пошел цементный завод.

Чамзинский район граничит на северо-востоке с Атяшевским, востоке – Дубёнским, юге – Большеберезниковским и немного Лямбирским, западе – Ромодановским и северо-западе – Ичалковским районами.

Г.п. Комсомольский находится в 54 километрах от столицы Республики Мордовия – города Саранска.

Климат п.г.т. Комсольский 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 Качество атмосферного воздуха Чамзинского района

Приоритетным фактором состояния среды по степени влияния на здоровье человека является загрязнение атмосферного воздуха.

Так как основным видом деятельности поселения является сельское хозяйство с развитой перерабатывающей промышленностью, то загрязнение атмосферного воздуха связано, большей частью, именно с этой отраслью.

Загрязняющими веществами атмосферного воздуха на территории поселения являются: взвешенные вещества, диоксид азота, оксид углерода, формальдегид, свинец, оксид серы, углеводороды, сажа.

Основными источниками вредных выбросов в атмосферу являются также объекты тепло-снабжения, транспортной инфраструктуры и производственные объекты. Чамзинский район по массе выбросов от стационарных источников занимает второе место в республике, уступая только г. Саранску. Твердых ингредиентов на его территории выбрасывается более 70 % от общего объема в Мордовии. Основными загрязнителями атмосферного воздуха являются: ОАО «Мордовцемент», птицефабрика «Комсомольская», Комсомольские электрические сети, автоколонна 1384, ОАО «Лато». В 1999 г. в выбросах в атмосферу преобладали пыль неорганическая (16,658 тыс. т), окислы азота (2,685 тыс. т), диоксид серы (0,594 тыс. т). Среди веществ, относящихся к 1-му классу опасности, в выбросах присутствовали: свинец (0,004 т), хром и его неорганические соединения (0,002 т). В 1999 г. по сравнению с 1995 г. выбросы увеличились на 4,149 тыс. т, что обусловлено в основном увеличением выбросов пыли неорганической (на 5,849 тыс. т), диоксида серы (на 1,314 тыс. т), окислов азота (на 0,634 тыс. т). Такое увеличение вызвано наращиванием производства, преимущественно на ОАО «Мордовцемент». Однако в рассматриваемый период замечено и уменьшение выбросов: с 1995 по 1996 г. и с 1997 по 1998 г. выбросы уменьшились соответственно на 2,411 и 8,960 тыс. т, что вызвано в основном уменьшением выбросов пыли неорганической, диоксида серы и окислов азота. Такое снижение вызвано спадом производства в указанные периоды.

По веществам 1-го класса опасности наблюдается тенденция снижения выбросов свинца (на 0,009 т). Наибольшее его количество было выброшено в 1998 г. - 0,017 т. Произошло также уменьшение выбросов оксида ванадия. Общее уменьшение выбросов связано с проведением ряда природоохранных мероприятий, где приоритетом является перевод котельных и асфальтобетонных заводов на газообразное топливо.

12.1.3 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения

Основными источниками теплоснабжения являются котельные ООО «ИнКомСистемы - Мордовия». Все котельные г.п. Комсомольский работают на газе. Характеристика оборудования источников системы теплоснабжения г.п. Комсомольский приведены в табл. 12.1.

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

Ведомственная принадлежность,	Наименование котельной, адрес,	Тип котельной	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	Котельная №3	отопительная	ТВГ-8	1985г.	16,00
			ТВГ-8	1985г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	ТП по ул. Садовая	ГВС	Ici Caldaie REX	2011г.	0,43
			Ici Caldaie REX	2011г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	ТП 2-го микрорайона	ГВС	Ici Caldaie REX	2011г.	1,07
			Ici Caldaie REX	2011г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	Котельная №4	отопительная	Buderus SK 745	2013г.	1,79
			Buderus SK 745	2013г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	Котельная №5	ГВС	КВа-0,75	2012г.	1,94
			КВа-0,75	2012г.	
			КВа-0,75	2012г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	Котельная №6	отопительная	Дев-10-14	2006г.	26,00
			Дев-10-14	2006г.	
			ТВГ-8	1980г.	
			ТВГ-8	1980г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».	Котельная №8	отопительная	ICE REX-120	2017г.	3,10
			ICE REX-120	2017г.	
			ICE REX-120	2017г.	

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.

Приложение 1