



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
городского поселения Чамзинка

_____ А.В. Пыресева
« ____ » _____ 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

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

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

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

Саранск 2018

Содержание

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения	6
1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций	6
1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	10
1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии	10
1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	10
1.2 Источники тепловой энергии	10
1.2.1 Общие положения.....	10
1.2.2 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)	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	15
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	27
1.2.6 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	28
1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования.....	28
1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	29
1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	29
1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	29
1.3 Тепловые сети	30
1.3.1 Общие положения.....	30
1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Чамзинка.....	30
1.3.3 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	31
1.3.4 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	31
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии	36
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.....	36
1.4.1.1 Зона котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	36
1.4.1.2 Зона действия котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	37
1.4.1.3 Зона действия котельной по ул. Большая 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	37
1.4.1.4 Зона действия котельной по ул. Большая 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	37
1.4.1.5 Зона действия котельной по ул. Мира 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	38
1.4.1.6 Зона действия котельной по ул. Мира 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	38
1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных.....	39
1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных	39
1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения.....	39
1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения	39
1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной	40
1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных	40
1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	42
1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим.....	42
1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	43
1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	43
1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	43

1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	45
1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	50
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	51
1.6.1 Баланс тепловой нагрузки за 2013 г. и 2017 г.	51
1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным.....	53
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии	54
1.7 Балансы теплоносителя	54
1.7.1 Котельная №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	54
1.7.2 Котельная №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	54
1.7.3 Котельная по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	54
1.7.4 Котельная по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	54
1.7.5 Котельная по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	54
1.7.6 Котельная по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	55
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	55
1.8.1 Топливный баланс котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	55
1.8.2 Топливный баланс котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	56
1.8.3 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	56
1.8.4 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».....	57
1.8.5 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	58
1.8.6 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	59
1.8.7 Топливный баланс котельных г.п. Чамзинка	60
1.9 Техничко-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Чамзинка.....	61
1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	61
1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»	62
1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным ООО «ИнКомСистемы-Мордовия».....	63
1.10 Тарифы в системе теплоснабжения	66
1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	66
2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	67
2.1 Общие положения.....	67
2.2 Прогноз перспективной застройки.....	67
3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка.....	68
3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка.....	68
3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU»	68
3.2.1 Общие положения.....	68
3.2.2 ГИС «Zulu»	68
3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»	69
3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети	69
3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети	69
3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети.....	70
3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети	70
3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике	70
3.2.3.6 Коммутационные задачи	70
3.2.3.7 Пьезометрический график	70
3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию	71
3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка	71
3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка	72
3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения.....	72

3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения.....	72
3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели.....	72
3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города.....	73
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	84
4.1 Общие положения.....	84
4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028 г. с выделением этапов в 2018-2023г.г., 2024-2028г.г., при развитии систем теплоснабжения.	84
4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018-2023 г.г.	84
4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г.	85
4.2.3 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки	86
5 Перспективные балансы водоподготовительных установок.....	87
5.1 Общие положения.....	87
5.2 Перспективные объемы теплоносителя.....	87
5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети	87
5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети.....	87
6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	90
6.1 Общие положения.....	90
6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	90
6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2018 до 2023 г.г.....	90
6.2.2 Развитие источников теплоснабжения в период с 2024 до 2028 г.г.	92
7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них	93
7.1 Общие положения.....	93
7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки.....	93
7.2.1 Структура предложений.....	93
7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки	93
7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта	94
8 Топливные балансы	111
8.1 Общие положения.....	111
8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	111
9.1 Общие положения.....	115
9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения	117
9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.....	117
9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети	120
9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям	122
9.2.3 Результаты расчетов	122
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Чамзинка на отопительный период 2017/3 года	122
9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети	122
9.3.1.1 Общие положения.....	122
9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям	123
10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	124
10.1 Общие положения.....	124
10.2 Нормативно-методическая база для проведения расчетов	124

10.3 Макроэкономические параметры	124
10.3.1 Сроки реализации	124
10.3.2 Основные подходы к расчету экономической эффективности	124
10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования	125
10.3.2.2 Программа производства и реализации	125
10.3.2.3 Производственные издержки по теплоисточникам	125
10.3.2.4 Производственные издержки по тепловым сетям	126
10.3.2.5 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения	126
10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу	126
10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п Чамзинка	126
10.4.2 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них	127
11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации	128
11.1 Общие положения	128
11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Чамзинка	128
11.3 Выводы	129
12 Воздействие на окружающую среду	130
12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)	130
12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере	130
12.1.2 Качество атмосферного воздуха Чамзинского района	130
12.1.3 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения	131

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения

1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

На территории г.п.Чамзинка Чамзинского муниципального района в сфере теплоснабжения осуществляет производство и передачу тепловую энергию, обеспечивая теплоснабжение жилых и административных зданий поселка одна организация ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

На балансе данной организации находятся следующие котельные: котельные №1, №2, котельная по ул. Большая, 2а и ул. Большая, 12, котельная по ул. Мира, 3 и ул.Мира, 7.

Котельная №1 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2011 году. В котельной №1 установлены десять котлов марки КВа-0,75 теплопроизводительностью 0,647 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме, и два котла марки КВа-0,25 теплопроизводительностью 0,216 Гкал/ч. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 6,897 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №1 г.п. Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенных на ул. Терешковой дома (№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 7а, 8, 9, 15, 17, 18, 19, 20 21, 22, 23 и 23а, 24 и 24а) а также дома по ул. Республиканская, 24 и 13а, по ул. Победы дома (№1 и 1а, 3, 15, 19) по ул. Ленина дома (№18, 12, 10, 20) и дома по ул. Почтовая, дома №2 и №3, а также по ул. Горячкина дома (№2, 3, 4, 5, 6, 7 и 7а, 8, 10, 12, 14). Для покрытия тепловых нагрузок котельная №1 работает по температурному графику 95-70 °С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №1 равна 6,5279 Гкал/час из которых 6,14 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 0,3879 Гкал/ч нагрузка ГВС.

Тепловые сети от котельной №1 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (DAB NKV-10/9, DAB K18/500 T, DAB BPH 60/280.50T, DAB KP 60/12M, DAB CM125-4750). Общая протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении от котельной №1 г.п. Чамзинка составляет 11652 м, из которых 3772 м подземка, 7880 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная №2 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2011 году. В котельной №2 установлены пять котлов 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 3,235 Гкал/ч. По состоянию на четвертый квартал 2017 года котельная №2 г.п.Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Дальняя дома (№4а, 13), ул. Зеленая дома №8А, а также дома и административные здания расположенные в 6 микрорайоне), а именно (№4, 5, 5а, 10, 17, 18, 19, 21, 22). Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №2 работает по температурному графику 95-70°С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №2 равна 1,7066 Гкал/ч из которых 1,4077 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 0,2989 Гкал/ч нагрузка ГВС.

Тепловые сети от котельной №2 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (DAB NKV-10/9, DAB K28/500 T, DAB BPH 60/340.65T, DAB KP 60/12M, DAB CM125-1075T). Общая протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении от котельной №2 г.п. Чамзинка составляет 7261 м, из которых 6263 м подземка, 998 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная по ул. Большая 2а находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2007 году реконструирована в 2016 году. В котельной установлены три котла марки Proterm Bear 50 KLOM17 теплопроизводительностью 0,038 Гкал/ч каждый, работающие на нагрузку отопления жилого дома расположенного по ул. Большая, 2а. В состав котельной входит: дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,114 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Большая, 2а равна 0,0636 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Большая, 2а.

Котельная по ул. Большая,12 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2007 году, реконструирована в 2016 году. В котельной Большая,12 установлен один котел Protherm Bear 50 KLOM17 теплопроизводительностью 0,038 Гкал/ч и один Protherm Bear 30 KLOM17 теплопроизводительностью 0,022 Гкал/ч, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,06 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по Большая, 12 равна 0,0281 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Большая, 12.

Котельная по ул. Мира, 3 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2007 году, реконструирована в 2016 году. В котельной по ул. Мира,3 установлены два котла марки Protherm Bear 50 KLOM17 и Protherm Bear 30 KLOM17 теплопроизводительностью 0,038 Гкал/ч и 0,022Гкал/ч соответственно. Все оборудование работает в водогрейном режиме. В состав котельной входит: дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,06Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Мира, 3 равна 0,0313 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Мира, 3.

Котельная по ул. Мира, 7 находящаяся на балансе ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» введена в эксплуатацию в 2007 году, реконструирована в 2016 году. В котельной по ул. Мира,7 установлены два котла один Protherm Bear 50 KLOM17 теплопроизводительностью 0,038 Гкал/ч и (один Protherm Bear 30 KLOM17) теплопроизводительностью 0,022 Гкал/ч. Все оборудование работает в водогрейном режиме. В состав котельной входит: дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,06 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Мира, 7 равна 0,0483 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Мира, 7. Зоны действия теплоснабжающей организации представлены по основным крупным котельным на рис.1.1 и рис. 1.2.



Рисунок 1.1-Зоны действия котельной №1

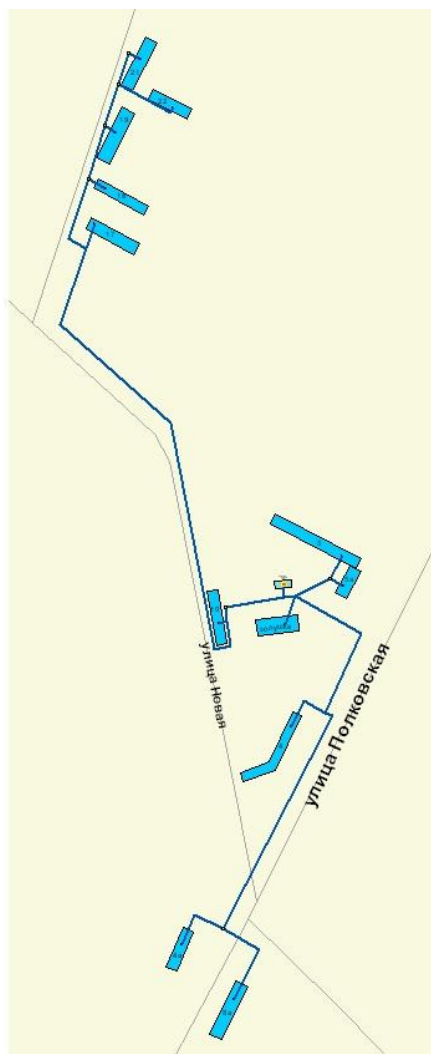


Рисунок 1.2 - Зона действия котельной №2

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г.п. Чамзинка. При проведении кадастрового зонирования территории г.п. Чамзинка 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.Чамзинка

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории Чамзинского района представлен на рисунке 1.3.

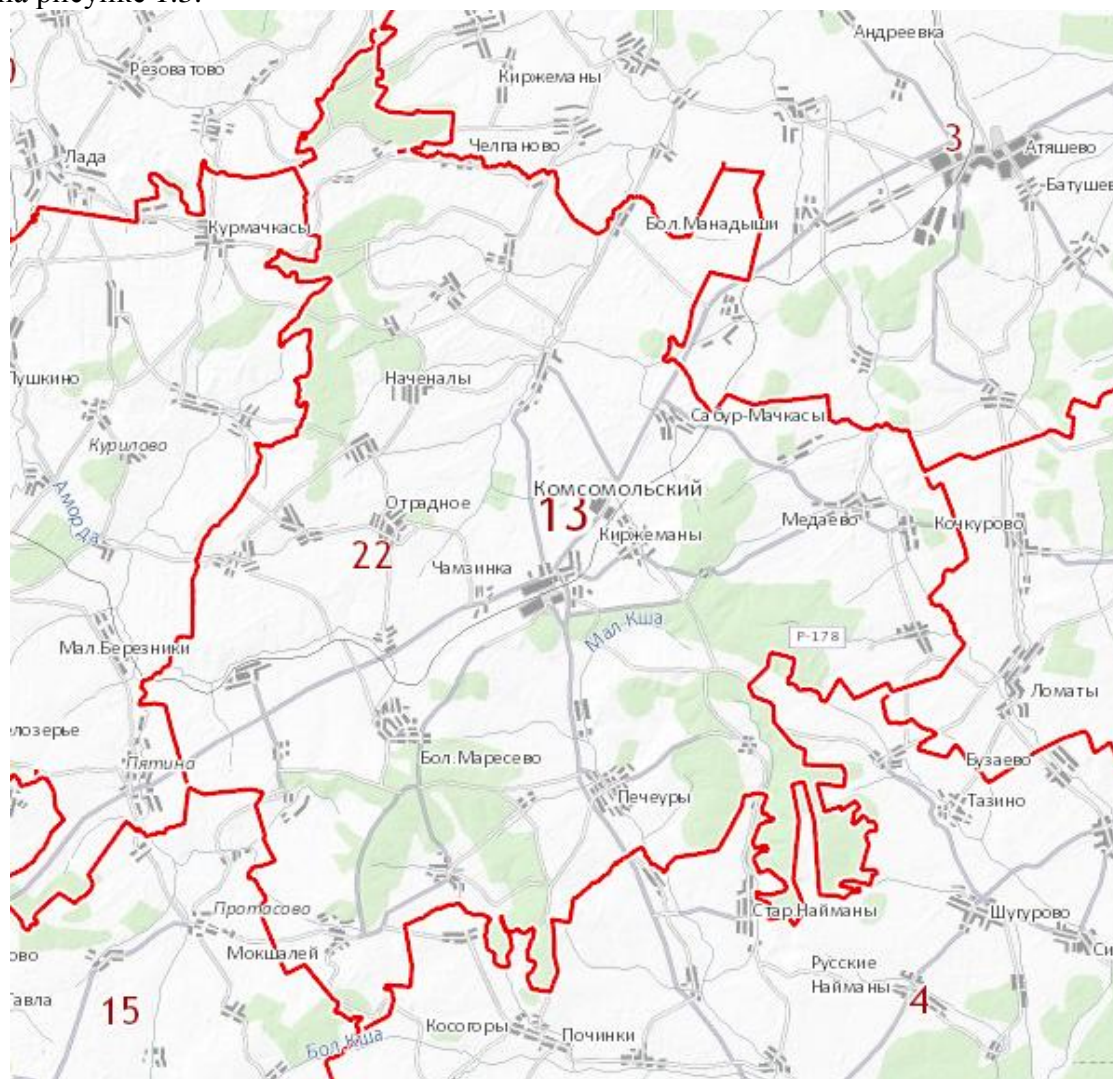


Рисунок 1.3 - Сетка кадастрового деления территории Чамзинского административного района

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 осуществляет одна теплоснабжающая организация ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», которая заключают договор на продажу произведенной тепловой энергии на котельных населению. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

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

1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии

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

1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах г.п. Чамзинка 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. Чамзинка осуществляется от следующих котельных: (котельная №1, №2, котельные расположенные по ул. Большая, 2а, и Большая, 12, а также котельных по ул. Мира, 3 и ул. Мира, 7).

Все котельные работают на природном газе. Суммарная тепловая мощность котельной 12,31 Гкал/ч вполне достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников г.п. Чамзинка, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2017 года составила 10,43 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

Что касается отдельных групп источников теплоснабжения (котельных) в общую тепловую мощность г.п. Чамзинка, представленных на рисунке 1.4, составляют: котельная №1 – 66,41%; котельная №2 – 31,01%, котельная по ул. Большая, 2а – 1,09%; котельная по ул. Большая, 12 – 0,58%, котельная по ул. Мира, 3 – 0,58%, котельная по ул. Мира, 7 – 0,58%.

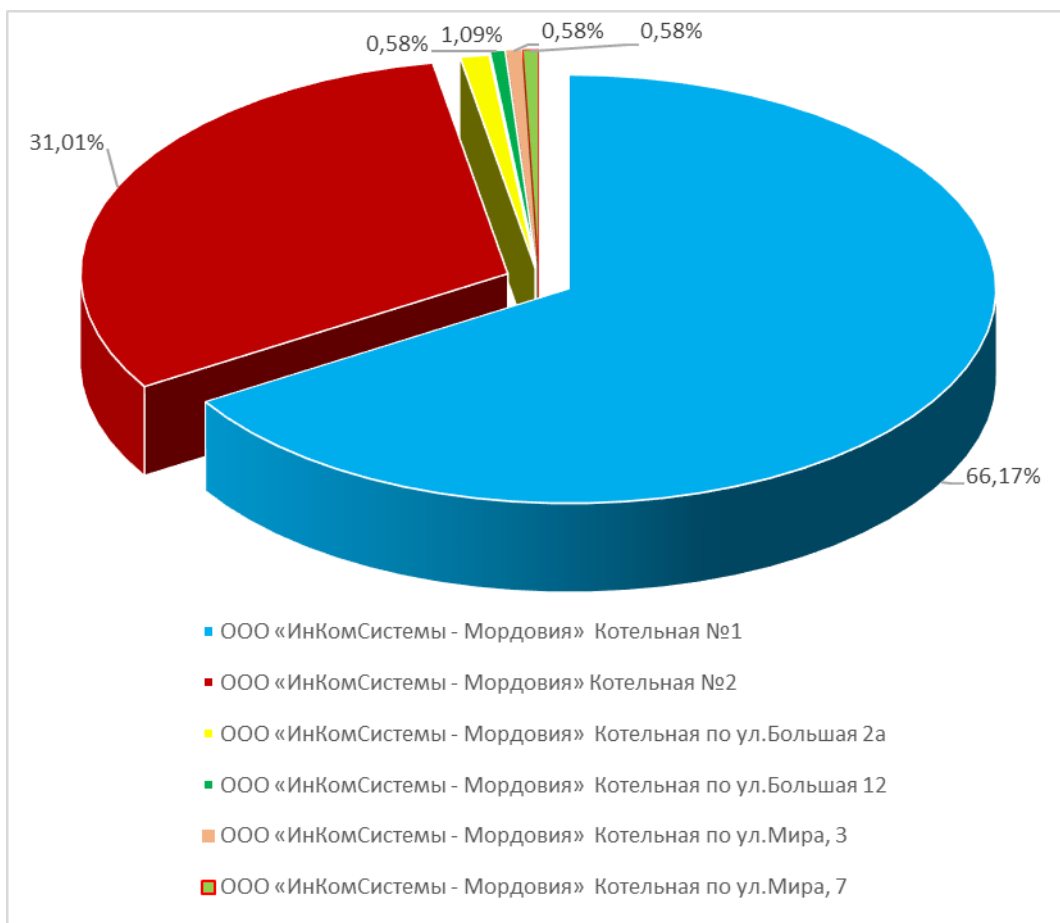


Рисунок 1.4 – Вклады в общую тепловую мощность источников теплоснабжения г.п. Чамзинка
Перечень котельных представлен соответствующему делению:

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

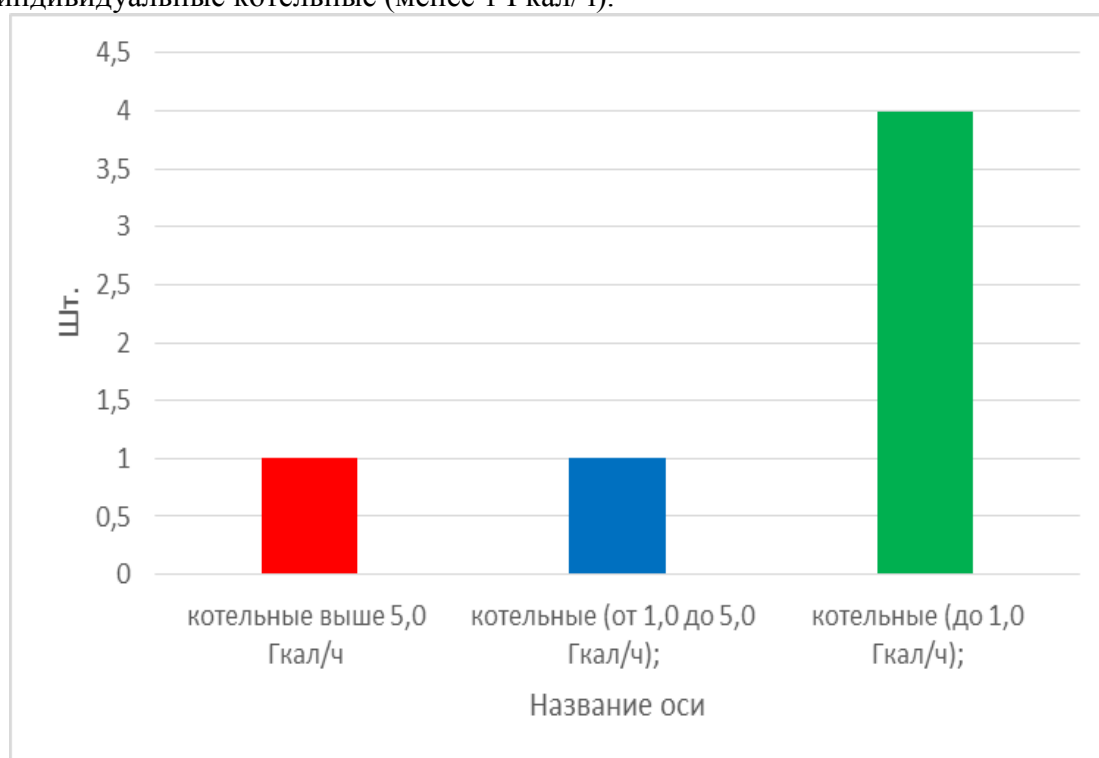


Рисунок 1.5- Количество котельных по группам мощности

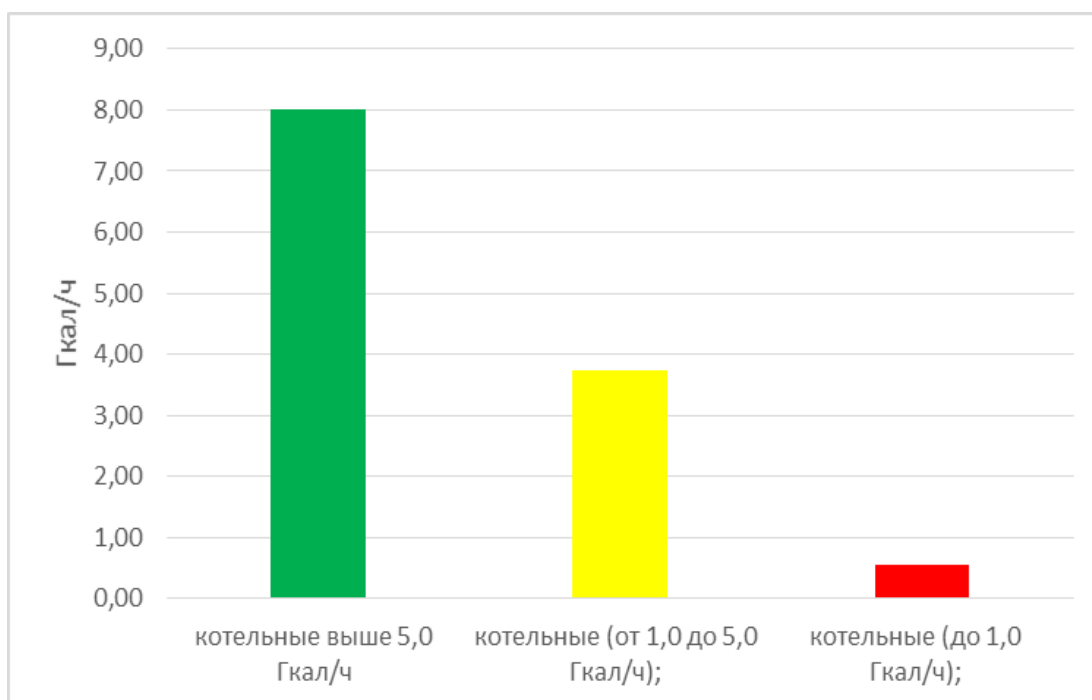


Рисунок 1.6 - Суммарная установленная мощность котлов в группе котельных

По ведомственной принадлежности котельных:

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

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

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» расположенные в г.п. Чамзинка представлены в табл.1.1-1.12.

Таблица 1.1 – Характеристики котлоагрегатов котельной №1 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
2	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
4	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
3	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
5	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
6	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
7	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
8	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
9	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
10	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
11	КВа-0,25	0,216	2011	95-70	91,0%
12	КВа-0,25	0,216	2011	95-70	91,0%

Таблица 1.2 – Характеристика насосов котельной №1 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, H , м	Мощность, кВт
DAB NKV-10/9	2	от 4 до 29	до 249	3,0
DAB K18/500 T	2	39,0	30,0	3,0
DAB ВРН 60/280.50Т	2	25,0	7,8	0,464
DAB КР 60/12М	2	2,1	90,0	0,750
DAB СР125-4750	2	380	47,5	37,0

Таблица 1.3 – Характеристики котлоагрегатов котельной №2 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
2	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
4	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
3	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%
5	КВа-0,75	0,647	2011	95-70	91,0%

Таблица 1.4 – Характеристика насосов котельной №2 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, H , м	Мощность, кВт
DAB NKV-10/9	2	от 4 до 29	до 249	3,0
DAB K28/500 T	2	39,0	35,0	4,0
DAB ВРН 60/340.65Т	2	35,0	7,5	0,582
DAB КР 60/12М	2	2,1	90,0	0,750
DAB СМ125-1075Т	2	179	10,9	4,0

Таблица 1.5 – Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Большая, 2а г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%
2	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%
3	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%

Таблица 1.6 – Характеристика насосов котельной по ул. Большая, 2а г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, H , м	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAB ВМ 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48
DAB ВМ 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.7 – Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Большая, 12 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%
2	Protherm Bear 30 KLOM17	0,022	2016	95-70	92%

Таблица 1.8 – Характеристика насосов котельной по ул. Большая, 12 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H, \text{м}$	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.9 – Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Мира, 3 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%
2	Protherm Bear 30 KLOM17	0,022	2016	95-70	92%

Таблица 1.10 – Характеристика насосов котельной по ул. Мира, 3 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H, \text{м}$	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.11 – Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Мира, 7 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	Protherm Bear 50 KLOM17	0,038	2016	95-70	92%
2	Protherm Bear 30 KLOM17	0,022	2016	95-70	92%

Таблица 1.12 – Характеристика насосов котельной по ул. Мира, 7 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H, \text{м}$	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48

Все оборудование котельной находится в исправном состоянии.

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Обработка подпиточной воды осуществляется 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.

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

Основное оборудование котельных представлено котлами различной мощности отечественных и иностранных производителей: КВа-0,75, КВа-0,25, Protherm Bear 50 KLOM17, Protherm Bear 30 KLOM17.

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Техническое состояние водогрейных котлов и вспомогательного оборудования котельных ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» – находится в удовлетворительном состоянии, так как на всех котельных ТСО была проведена реконструкция в 2007 и 2011 г.г.

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

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной определяется расчетным путем согласно "Порядок 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.).

Ниже произведен расчет собственных нужд по статьям на 2017 г. на примере котельной №2 г.п.Чамзинка на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Порядок.

Потери тепловой энергии с продувочной водой

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

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

где, $K_{\text{прод}i}$ - коэффициент продувки i -го котла, принимаемый для непрерывной продувки паровых котлов – 0,01, для периодической продувки паровых котлов – 0,005, водогрейных котлов – 0,003; $Q_{\text{им}}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котлом за расчетный период; I_k - количество котлов.

Для котельной №2 за январь периода регулирования потери с продувочной водой согласно формуле (1.3), составят:

$$Q_{\text{прод}} = 0,003 \cdot 833,46 = 2,50 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов

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

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

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

растопку котла после простоя свыше 12 ч (из холодного состояния), принимаемая в отопительном периоде – 0,65, в неотопительном – 0,45; N''_i - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде.

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

Q_k - в нашем случае мощность котлов каждого составляет 0,75 Гкал/ч.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{\text{раст}} = (0,75 \cdot (0,3 \cdot 1 + 0,65 \cdot 1)) = 0,61 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки

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

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

где, $K_{\text{хво}}$ - удельный расход воды на собственные нужды ХВО, исходной воды на 1 т химически очищенной воды, принимается в зависимости от общей жесткости воды, (табл.1.14.); $G_{\text{хво}}$ - средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, т/ч определяется расчетным путем и для зимнего периода составил 0,12 т/ч, а для летнего 0,06 т/ч (табл.1.14.); $K_{\text{вз}}$ - поправочный коэффициент, принимаемый из (табл.1.14.); $C_{\text{в}}$ - теплоемкость воды, ккал/кг $^{\circ}$ С; принимаем – 1 ккал/кг $^{\circ}$ С; t'' , t' - соответственно температура воды после и до подогревателя сырой и исходной воды, $^{\circ}$ С – принимаем соответственно +40 и +8,9 $^{\circ}$ С (табл.1.14.); $z_{\text{хво}}$ - продолжительность работы, в январе (табл.1.14.); i'' , i' - энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды, (табл.1.14).

Для котельной №2 расход тепловой энергии на химводоподготовку составит:

$$Q_{\text{ХВО}} = (0,125 \cdot 0,12 \cdot (40 - 8,9) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) + (0,004 \cdot 0,278 \cdot (652,7 - 30) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) = 0,64 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии на отопление помещения котельной

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

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

где, V_o - объем отапливаемого помещения (рабочей зоны), м 3 (табл.1.14.); q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_{\text{п.о}} = -30^{\circ}$ С, ккал/м 3 $^{\circ}$ С принимается (табл.1.14.); $t_{\text{п.о.}}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $^{\circ}$ С, принимаем -30 $^{\circ}$ С; α - поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по нижеприведенным данным: $t_{\text{вн}}$ - температура воздуха внутри помещения $^{\circ}$ С, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Порядка равной 19 $^{\circ}$ С.

Для помещения котельной №2 расход тепла на отопление составит:

$$Q_o = 1 \cdot 1728 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,025 \text{ Гкал/ч.}$$

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

$$Q_{омме} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{сп}}{t_{вн} - t_{p.o}} r_{мес}, \quad (1.5)$$

где, $t_{сп}$ - средняя за январь температура наружного воздуха, °С, (табл.1.14.); $r_{мес}$ - продолжительность отопления, принимаем (табл.1.14.).

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

$$Q_o = 0,025 \cdot (19 - (-12,3)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 12,07 \text{ Гкал/ч.}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами определяются по формуле (1.8):

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

где, Q_i - производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, Гкал; $b_{ка}^{бp}$ - удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, кг.у.т./Гкал; q_5 - средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегатов в окружающую среду, в % от количества теплоты топлива, принимается по показателям режимной карты для января для котла №1 $q_5 = 2,5$; №2 $q_5 = 2,4$; №3 $q_5 = 4,2$; $Q_{усл.топл.}$ - теплота сгорания по условному топливу, ккал/кг; I_k - количество котлоагрегатов.

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{ка} &= (280,28 \cdot 151,66 \cdot 7000 \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 10^{-6}) + (280,28 \cdot 152,14 \cdot 7000 \cdot \frac{2,4}{100} \cdot 10^{-6}) + \\ &+ (280,28 \cdot 152,47 \cdot 7000 \cdot \frac{4,2}{100} \cdot 10^{-6}) = 27,17 \text{ Гкал.} \end{aligned}$$

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

Потери тепловой энергии баками различного назначения

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

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

где, $q_{бj}$ - норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м²ч; $F_{бj}$ - поверхность бака, м²; R_t - температурный коэффициент; n_j - количество баков 0; $r_{бj}$ - продолжительность работы баков в расчетном периоде, 744 ч. $Q_{бак} = 0$ Гкал.

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды

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

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_e p_e (t_z - t_{xс}) T_q 10^{-3}, \quad (1.8)$$

где, α_q - норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут.; N_q - количество душевых сеток принимаем (табл. 1.14); K_q - коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимается равным; α - норма расхо-

да горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается (табл.1.14.); M - численность работающих человек в сутки принимаем (табл.1.14); t_2 , t_{x8} - соответственно температура горячей и исходной воды, принимаем (табл. 1.14); $c_в$ - теплоемкость воды, 1 ккал/кг $^{\circ}$ C; T_q - продолжительность в январе месяце, принимаем $T_q = 31$ сут; $\rho_в$ - плотность воды, принимаем $\rho_в = 0,98573$ т/м 3 (при температуре горячей воды 55 $^{\circ}$ C;)

$$Q_x = (0,27 \cdot 2 \cdot 1 + 0,024 \cdot 7) \cdot 1 \cdot 0,9857 \cdot (55 - 8,9) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 1,00 \text{ Гкал.}$$

Другие потери тепловой энергии

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

$$Q_{np} = 0,001 Q_{произв},$$

где, $Q_{произв.}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котельной за расчетный период.
Прочие потери для котельной №2 г.п.Чамзинка.

$$Q_{np} = 0,001 \cdot 833,46 = 0,83 \text{ Гкал.}$$

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;

$$Q_{сн} = 2,50 + 0,61 + 0,64 + 12,07 + 0 + 1,00 + 0,83 = 7,39 \text{ Гкал.}$$

По другим месяцам и в целом за год расчеты проводились аналогично. Результаты расчета сведены в табл. 14.

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

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

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

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

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

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

Ниже приведен расчет норматива удельного расхода топлива на примере котельной №2, находящейся на балансе ЭСО для регулируемого периода.

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

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

Режим теплопотребления котельной по месяцам, технологические потери в тепловой сети сведены в табл. 1.13. В данной таблице приведены расчетно-часовые нагрузки по месяцам. Также в табл. 1.13 представлен режим теплопотребления. В итоге получен прогнозный отпуск тепловой энергии в сеть по месяцам и в целом за год.

По КПД при различной нагрузке, представленных в режимных картах (прил.3) проводилось распределение тепловой нагрузки по котлам. При распределении нагрузки по котлам руководствовались следующим принципом. Порядок включения котлов в работу определяется их КПД. При одновременной работе нескольких котлов нагрузка между ними делится пропорционально. Максимальная величина загрузки одного котла не превышает 85% от его номинала.

По соответствующим месячным тепловым нагрузкам определялась величина загрузки котлов.

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

$$\bar{H}_{я} = \frac{(0,31 \cdot 151,66 \cdot 702 + 0,31 \cdot 152,14 \cdot 660 + 0,31 \cdot 152,47 \cdot 744)}{(0,31 \cdot 702 + 0,31 \cdot 660 + 0,31 \cdot 744)} = 152,09 \text{ кг.у.т./Гкал.}$$

По формуле (2) определяется средневзвешенная норма удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для января

$$\bar{H}_{я}^o = \frac{152,09}{1 - 0,1} = 153,44 \text{ кг.у.т./Гкал.}$$

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

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

$$\begin{aligned} \bar{H}_{к}^o = & \frac{152,09 \cdot 833,46 + 154,07 \cdot 743,99 + 154,11 \cdot 724,77 + 154,26 \cdot 522,59 +}{833,46 + 743,99 + 724,77 + 522,59 +} \\ & + \frac{155,25 \cdot 226,71 + 155,38 \cdot 180,25 + 155,33 \cdot 182,77 + 155,46 \cdot 177,45 + 154,43 \cdot 435,77 +}{226,71 + 180,25 + 182,77 + 177,45 + 435,77 +} \\ & + \frac{154,23 \cdot 640,38 + 153,83 \cdot 767,06}{640,38 + 767,06} = 154,23 \text{ кг.у.т./Гкал.} \end{aligned}$$

Результаты расчета групповых норм удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №2 г.п.Чамзинка по кварталам на регулируемый период приведены в табл. 1.19.

Таблица 1.13 - Режим теплоснабжения котельной №2 г.п. Чамзинка

Наименование	Коэффициент снижения нагрузки	Температура наружного воздуха	Тепловые нагрузки, Гкал/ч				Режим теплоснабжения			Отпуск в сеть, Гкал
			1,4077	0,2989						
			отопления	ГВС	потери	Всего	отопления	ГВС	потери	
Январь	0,78	-12,3	0,70	0,235	0,228	1,16	744	620	744	833,46
Февраль	0,78	-11,7	0,68	0,235	0,228	1,15	672	560	672	743,99
Март	0,78	-5,9	0,55	0,235	0,229	1,01	744	620	744	724,77
Апрель	0,78	4,8	0,30	0,235	0,227	0,76	720	600	720	522,59
Май	0,78	13,1	0,11	0,235	0,088	0,44	139	620	744	226,71
Июнь	0,78			0,235	0,055	0,29		600	720	180,25
Июль	0,78			0,235	0,052	0,29		620	744	183,96
Август	0,78			0,235	0,050	0,28		620	744	182,77
Сентябрь	0,78			0,235	0,051	0,29		600	720	177,45
Октябрь	0,78	4,1	0,32	0,235	0,161	0,72	533	620	744	435,77
Ноябрь	0,78	-3,0	0,48	0,235	0,211	0,93	720	600	720	640,38
Декабрь	0,78	-8,7	0,61	0,235	0,221	1,07	744	620	744	767,06
Всего за год							5016	7300		5619,17

Таблица 1.14 - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной №2 г.п.Чамзинка

	Время работы котельной, T_k , ч.	Планируемый отпуск тепловой энергии, S Гкал.	Коэффициент продувки, $K_{прод.i}$	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из горячего состояния, K'	доля расхода тепловой энергии на одну растопку из холодного состояния, K''	Количество растопок, N	Удельный расход на собственные нужды ХВО, $K_{хво}$, т.	Средний расход воды на собственные нужды ХВО, $G_{хво}$, т/ч	Температура воды до и после подогревателя, °С.		Энтальпия выпора из деаэратора и исходной воды, ккал/кг.	
									t''	t'	i''	i'
Январь	744	833,46	0,003	0,30	0,65	1	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Февраль	672	743,99	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Март	744	724,77	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Апрель	720	522,59	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Май	744	226,71	0,003	0,30	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Июнь	720	180,25	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Июль	744	183,96	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Август	720	182,77	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Сентябрь	744	177,45	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Октябрь	744	435,77	0,003	0,30	0,65	5	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Ноябрь	720	640,38	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Декабрь	744	767,06	0,003	0,00	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Всего за год	8760	5619										

Продолжение табл. 1.14

	Объем отапливаемого помещения, V_o , м ³ .	Часовой расход теп- ловой энер- гии на отопление котельной, Гкал/ч.	Расчетная темпе- ратура наруж. и внутр. воздуха, °С.		Нормативная температура наружного воздуха, °С.	Норма плот- ности теплово- го потока через поверхность бака, q , ккал/м ² ч.	Поверхность бака, F, м ² .	Кол-во баков, п, шт.	Кол-во душевых сеток, N, шт.	Числен- ность рабо- тающих в сутки, М, чел.	температура горячей и хо- лодной воды, °С.		Норма расхода горячей воды на одного человека в сутки, а.
			tr.o.	twн							tr	twв	
Январь	1728	0,025	-30	19	-12,3	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Февраль	1728		-30	19	-11,7	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Март	1728		-30	19	-5,9	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Апрель	1728		-30	19	4,8	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Май	1728		-30	19	13,1	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Июнь	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Июль	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Август	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Сентябрь	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Октябрь	1728		-30	19	4,1	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Ноябрь	1728		-30	19	-3,0	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Декабрь	1728		-30	19	-8,7	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024

Таблица 1.15 - Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной №2

Наименование	$Q_{прод}$, потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал	$Q_{раст}$, потери тепло- вой энергии на растопку котлов, Гкал	$Q_{хво}$, расход тепловой энергии на ХВО, Гкал	Расход тепловой энергии по месяцам, Q_o , Гкал	Потери тепловой вой энергии бака- ми различного назначения, $Q_{бак}$. Гкал	Расход тепловой энергии на хозяйст- венно-бытовые нужды, Q_x , 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	2,50	0,61	0,64	12,07	0,00	1,00	0,83	7,39	840,85	0,88
Февраль	2,23	3,63	0,58	10,69	0,00	0,90	0,74	9,69	753,69	1,29
Март	2,17	3,63	0,64	9,60	0,00	1,00	0,72	9,61	734,38	1,31
Апрель	1,57	3,63	0,62	5,30	0,00	0,97	0,52	8,10	530,70	1,53
Май	0,68	2,87	0,32	2,28	0,00	0,93	0,23	5,37	232,08	2,31
Июнь	0,54	2,49	0,31	0,00	0,00	0,90	0,18	4,42	184,67	2,39
Июль	0,55	2,49	0,32	0,00	0,00	0,93	0,18	4,47	188,43	2,37
Август	0,55	2,49	0,31	0,00	0,00	0,90	0,18	4,43	187,19	2,36
Сентябрь	0,53	2,49	0,32	0,00	0,00	0,93	0,18	4,45	181,89	2,44
Октябрь	1,31	3,03	0,64	5,75	0,00	1,00	0,44	7,27	443,04	1,64
Ноябрь	1,92	3,63	0,62	8,21	0,00	0,97	0,64	9,01	649,40	1,39
Декабрь	2,30	2,49	0,64	10,68	0,00	1,00	0,77	8,79	775,85	1,13
Всего за год	16,86	33,47	5,95	64,59	0,00	11,41	5,62	83	5702	1,46

Таблицы 1.16 - Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной №2

Номер котлоагрегата				№1			№2			№3			№4			№5		
Тип котлоагрегата				Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75		
Теплопроизводительность, Гкал				0,64			0,64			0,64			0,64			0,64		
КПД брутто котлоагрегата				0,920			0,920			0,920			0,920			0,920		
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг. у. т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг. у. т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг. у. т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг. у. т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг. у. т./Гкал
Январь	744	1,17	61%	702	0,39	151,66	660	0,39	152,14	744	0,39	152,47	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Февраль	672	1,16	61%	630	0,39	151,66	588	0,39	152,14	672	0,39	152,47	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Март	744	1,03	54%	702	0,34	151,66	660	0,34	152,14	744	0,34	152,47	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Апрель	720	0,78	61%	678	0,39	151,66	712	0,39	152,14	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Май	744	0,45	70%	702	0,45	151,66	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июнь	720	0,30	47%	678	0,30	151,66	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июль	744	0,29	46%	702	0,29	151,66	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Август	744	0,29	46%	702	0,29	151,66	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Сентябрь	720	0,29	46%	678	0,29	151,66	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Октябрь	744	0,73	57%	702	0,36	151,66	712	0,36	152,14	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	0,94	49%	678	0,31	151,66	636	0,31	152,14	720	0,31	152,47	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Декабрь	744	1,08	57%	702	0,36	151,66	660	0,36	152,14	744	0,36	152,47	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Таблица 1.17 - Режимы работы котлоагрегатов котельной котельной №2 г.п. Чамзинка

Наименование	№1		№2		№3		№4		№5		Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг.у.т./Гкал	Расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал.	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Отпуск тепловой энергии котельной, Гкал	Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал
	Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75							
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал						
Январь	702	280,28	660	280,28	744	280,28	0	0,00	0	0,00	840,85	152,09	7,39	0,88	833,46	153,44
Февраль	630	251,23	588	251,23	672	251,23	0	0,00	0	0,00	753,69	152,09	9,69	1,29	743,99	154,07
Март	702	244,79	660	244,79	744	244,79	0	0,00	0	0,00	734,38	152,09	9,61	1,31	724,77	154,11
Апрель	678	265,35	712	265,35	0	0	0	0,00	0	0,00	530,70	151,90	8,10	1,53	522,59	154,26
Май	702	232,08	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	232,08	151,66	5,37	2,31	226,71	155,25
Июнь	678	184,67	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	184,67	151,66	4,42	2,39	180,25	155,38
Июль	702	188,43	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	188,43	151,66	4,47	2,37	183,96	155,35
Август	702	187,19	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	187,19	151,66	4,43	2,36	182,77	155,33
Сентябрь	678	181,89	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	181,89	151,66	4,45	2,44	177,45	155,46
Октябрь	702	221,52	712	221,52	0	0	0	0,00	0	0,00	443,04	151,90	7,27	1,64	435,77	154,43
Ноябрь	678	216,47	636	216,47	720	216,47	0	0,00	0	0,00	649,40	152,09	9,01	1,39	640,38	154,23
Декабрь	702	258,62	660	258,62	744	258,62	0	0,00	0	0,00	775,85	152,09	8,79	1,13	767,06	153,83
Всего за год	8256	2712,52	4628	1738,26	3624	1251,39	0	0,00	0	0,00	5702,17	151,98	83,00	1,46	5619,17	154,23

Таблица 1.18 - Показатели работы котлов котельной №2 г.п Чамзинка

Тип котла	Нагрузка котла							
	%				Гкал/ч			
	квартал							
I	II	III	IV	I	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КВа-0,75, №1	60%	52%	42%	52%	0,38	0,33	0,27	0,33
КВа-0,75, №2	64%	58%	0%	54%	0,41	0,37	0,00	0,35
КВа-0,75, №4	56%	0%	0%	51%	0,36	0,00	0,00	0,32
КВа-0,75, №3	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
КВа-0,75, №5	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение табл. 1.18

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
КВа-0,75, №1	2034	2058	2082	2082	154,35	154,35	154,35	154,35
КВа-0,75, №2	1908	712	0	2008	154,35	154,35	0,00	154,35
КВа-0,75, №4	2160	0	0	1464	154,35	0,00	0,00	154,35
КВа-0,75, №3	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
КВа-0,75, №5	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.19 - Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №2 г.п. Чамзинка

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	152,09	151,79	151,66	152,04
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %	1,15	1,89	2,39	1,34
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	153,85	154,72	155,38	154,11
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал	2302,23	929,56	544,17	1843,21
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	154,23			

Анализируя плановое потребление тепловой энергии на собственные нужды по каждой котельной по нормативу следует отметить, что процент расходов тепловой энергии на собственные нужды изменяется 1,37% до 5,07% от отпуска котельной в сеть.

Таблица 1.20 - Собственные нужды котельных в разрезе по каждой котельной

Наименование котельной	2017 г.	
	Гкал	%
Котельная №1	193,28	1,37
Котельная №2	83,00	1,46
Котельная по ул. Большая, 2а	3,75	2,58
Котельная по ул. Большая, 12	3,44	5,07
Котельная по ул. Мира, 3	2,51	3,48
Котельная по ул. Мира, 7	2,69	2,31

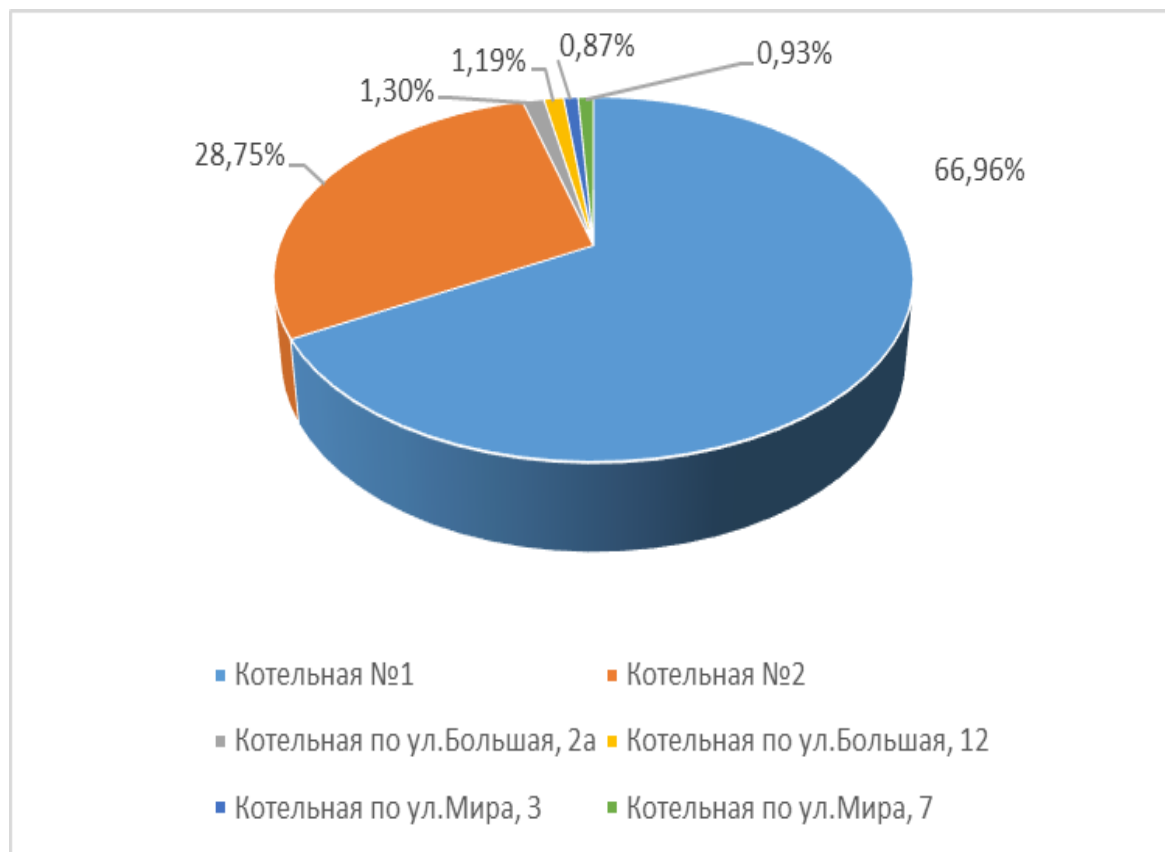


Рисунок 1.7- Доля собственных нужд котельных г.п. Чамзинка

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 Чамзинка началось в 1980 г. Начиная с 2007 г. в г.п. Чамзинке прошла полная модернизация котельных, поэтому ввод оборудования и котельных в эксплуатацию распределен от 2011 до 2016 г.г. В соответствии с градацией по установленной мощности котельных активными периодами ввода основного котельного оборудования были:

- в 2011 г. КВа-0,25, КВа-0,75;
- в 2016 г. Protherm Bear 50 KLOM17, Protherm Bear 30 KLOM17.

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

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

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

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

1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка основного оборудования по котельным г.п. Чамзинка приведен табл.1.21.

Таблица 1.21 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование котельной	Марка и № котлоагрегата	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Наработка за год
		время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	
Котельная №1	КВа-0,75 (№1)	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
	КВа-0,75 (№2)	702	630	702	678	744	0	0	0	0	702	678	702	5538
	КВа-0,75 (№3)	660	588	660	712	0	0	0	0	0	744	636	660	4660
	КВа-0,75 (№4)	744	672	744	720	0	0	0	0	0	744	720	744	5088
	КВа-0,75 (№5)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	3624
	КВа-0,75 (№6)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	3624
	КВа-0,75 (№7)	744	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	744	2160
	КВа-0,75 (№8)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КВа-0,75 (№9)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КВа-0,75 (№10)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КВа-0,25 (№11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КВа-0,25 (№12)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная №2	КВа-0,75 (№1)	702	630	702	678	702	678	702	702	678	702	678	702	8256
	КВа-0,75 (№2)	660	588	660	712	0	0	0	0	0	712	636	660	4628
	КВа-0,75 (№3)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	3624
	КВа-0,75 (№4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	КВа-0,75 (№5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Кот. по ул. Большая, 2а	Protherm Bear 50 KLOM17 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	Protherm Bear 50 KLOM17 (№2)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	Protherm Bear 50 KLOM17 (№3)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
Кот. по ул. Большая, 12	Protherm Bear 50 KLOM17 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	Protherm Bear 30 KLOM17 (№2)	744	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	744	2160
Кот. по ул. Мира, 3	Protherm Bear 50 KLOM17 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	Protherm Bear 30 KLOM17 (№2)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	3624
Кот. по ул. Мира, 7	Protherm Bear 50 KLOM17 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	5016
	Protherm Bear 30 KLOM17 (№2)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	3624

1.2.8 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. 1.22.

Таблица 1.22- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Счетчик	№ счет- чика	Год выпуска	Кор- ректор	№ корректора	Дата поверки	
						Счетчик	Корректор
Котельная №1	RVG G250	11077148	2011	ЕК 270	11102918	28.07.2016	01.08.2016
Котельная №2	RVG G250	11077146	2011	ЕК 270	11102861	28.07.2016	28.07.2016
Котельная по ул. Большая, 2а	BK G6T	30726496	2013			16.03.2013	
Котельная по ул. Мира, 3	BK G6T	29868160	2012			16.08.2022	
Котельная по ул. Мира, 7	BK G6T	29579266	2012			04.05.2022	
Котельная по ул. Большая, 12	BK G6T	23669630	2007			08.08.2017	

1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по отказам и восстановлениям на тепловых сетях ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» теплоснабжающей компанией не были представлены.

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

1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» по г.п. Чамзинка 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.Чамзинка и их динамика за период 2011-2013, 2017 г.г. представлена в табл. 1.23. Протяженность теплосети в 2011 г. однострубно́м исчислении составлял 16917 м. За период 2011-2013 г.г. протяженность теплосети возрос до 18913 м в период до 2017 г. незначительно снижаются до 17449 м. Рост обусловлен включением в структуру тепловые сети отопления и ГВС вводных участков теплосети к введенным в данный период жилым домам. Снижение протяженности теплосети обусловлен, оптимизацией трассировки теплосети. Средний диаметр теплосети по материальной характеристике за приведенный период снизился с 0,116 м до 0,11 м. Схемы тепловых сетей представлены в прил. 1.

Таблица 1.23 – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	
			отопительный период	летний период
1	2	3	4	5
Характеристики теплосети СЦТ в 2011 г.				
СЦТ от котельной №1	9196,0	0,125	116,38	1,88
СЦТ от котельной №2	7721,0	0,104	65,35	10,92
Всего в 2011 г.	16917,0	0,116	181,74	12,80
Характеристики теплосети СЦТ в 2012 г.				
СЦТ от котельной №1	11652,0	0,114	125,74	6,53
СЦТ от котельной №2	7261,0	0,103	60,89	10,92
Всего в 2012 г.	18913,0	0,110	186,63	17,45
Характеристики теплосети СЦТ в 2013 г.				
СЦТ от котельной №1	11652,0	0,114	125,74	6,53
СЦТ от котельной №2	7261,0	0,103	60,89	10,92
Всего в 2013 г.	18913,0	0,110	186,63	17,45
Характеристики теплосети СЦТ в 2017 г.				
СЦТ от котельной №1	11438,0	0,114	124,22	5,26
СЦТ от котельной №2	6011,0	0,107	55,19	6,79
Всего в 2017 г.	17449,0	0,111	179,41	12,05

1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Чамзинка

Как отмечено выше тепловые сети г.п. Чамзинка в 2017 г. по 2013 г. претерпели изменения как протяженности и среднего диаметра, так и типа прокладки. В табл. 1.24 представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки.

Таблица 1.24 - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	2017 г.	
		протяж. труб. тс в одно-трубном исчислении, м	сред. (по матер. характ.) наруж. диаметр труб. тс, м
СЦТ от котельной №1	Надземная	6450,00	0,119
	Подземная	4988,00	0,107
	Итого	11438,00	0,114
СЦТ от котельной №2	Надземная	85,69	0,102
	Подземная	5925,31	0,108
	Итого	6011,00	0,107
Всего	Надземная	6535,7	0,119
	Подземная	10913,3	0,107
	Итого	17449,0	0,111

В 2011 г. основная доля (88,34 %) тепловых сетей подземного типа прокладки. После проведения капитального ремонта тепловых сетей доля подземного типа снизилось до 62,54 %.

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_L : 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 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 также 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. Чамзинка 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 №1 и СЦТ от котельной №2 г.п. Чамзинка представлена в таблице 25 для плановых потерь и в таблице 26 для фактических потерь. В таблицах использованы следующие обозначения: $Q_{ут}$ – тепловые потери с утечками; $Q_{из}$ – тепловые потери через изоляцию; $Q_{тех}$ – тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков трубопроводов после ремонтов и ликвидации дефектов. В таблице 27 представлены отчетные потери тепловой энергии в теплосети за 2011-2017 г.г.

В 2011 г. суммарные отчетные тепловые потери составили 3396,36 Гкал в т.ч. в тепловых сетях СЦТ от котельной №1 – 1771,64 Гкал и составляют 101,2 % от нормативных по данной СЦТ. Соизмеримость отчетных и нормативных потерь обусловлен их получением. Отчетные потери принимаются нормативными скорректированными 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 №1 – 1687,16 Гкал (96,33 %) и по СЦТ от котельной №2 – 1685,28 Гкал (97,2 %).

В 2011 г. в СЦТ от котельной №1, №2 проведена реконструкция котельных с полной заменой основного и вспомогательного оборудования. Кроме того частично тепловые сети переложены в том числе и из подземного типа в надземное, восстановлены циркуляционные линии ГВС и проложены сети ГВС до школы. Нормативные тепловые потери тепловой энергии в теплосети на 2012 г. составили 3164,8 Гкал (90,8 % от 2011 г.). При этом отчетные тепловые потери выше нормативных и составили 3407,98 Гкал. Нормативные потери на 2013 г. остаются без изменения. 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 3039,63 Гкал и 3106,8 Гкал.

Нормативные потери тепловой энергии в теплосети на 2017 г. за счет включения в структуру тепловых сетей ведомственных участков с худшими удельными характеристиками в условиях оптимизации трассировки теплосети незначительно возрастают до 3316,36 Гкал.

Отчетные потери тепловой энергии в теплосети за период 2013-2017 г.г. полученные с применением фактического отпуска тепловой энергии в сеть по приборам учета и отчетной реализации существенно выше нормативных. В 2013 г. отчетные потери тепловой энергии составили 3385,25 Гкал (106,7 % от нормативных). В 2017 г. отчетные потери тепловой энергии составили 4085,82 Гкал (123,2 % от нормативных). При этом наибольшие отчетные потери тепловой энергии за указанный период наблюдается в 2014 г. – 5371,26 Гкал и в 2016 г. – 5209,32 Гкал, или более 160,5 % от средних нормативных.

Таблица 1.25 – 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	12	13	14
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1658,78	92,64	1751,43	1574,42	86,39	1660,81	1574,42	86,39	1660,81	1906,35	100,31	2006,65
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1678,16	56,29	1734,44	1458,80	45,19	1503,99	1458,80	45,19	1503,99	1263,21	46,50	1309,71
Всего		3336,94	148,93	3485,87	3033,22	131,58	3164,80	3033,22	131,58	3164,80	3169,56	146,81	3316,36

Таблица 1.26 – 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	через изоляцию	через изоляцию	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	3	4	5	9	9	9	9	10	11	12	13	14
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1597,36	89,80	1687,16	1507,70	82,82	1590,52	1535,95	84,10	1620,05	1653,57	79,49	1733,06
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1630,62	54,67	1685,28	1405,71	43,40	1449,11	1442,71	44,05	1486,76	1160,06	37,26	1197,32
Всего		3227,98	144,47	3372,44	2913,41	126,21	3039,63	2978,66	128,14	3106,80	2813,63	116,75	2930,38

Таблица 1.27 – Годовые отчетные потери тепловой энергии в теплосети

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г	2012 г.	2013 г.	2014 г	2015 г.	2016 г.	2017 г.
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1771,64	1751,41	1728,68	3509,61	2528,79	3313,18	2288,44
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1624,72	1656,57	1656,57	1861,65	1746,71	1896,14	1797,38
По ЭСО в целом	горячая вода	3396,36	3407,98	3385,25	5371,26	4275,5	5209,32	4085,82

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. Чамзинка на нужды теплоснабжения населения находятся шесть источников тепловой энергии – котельная №1 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельная №2 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельная по ул. Большая, 2а - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельная Большая, 12- ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельная по ул. Мира, 3 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельная Мира, 7 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия».

Таким образом, в зоне действия котельных находится вся территория г.п.Чамзинка. 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 10,43 Гкал/ч.

Количество подключенных (зданий) вводов на четвертый квартал 2017 г. составляет около 99 шт. Средний радиус теплоснабжения для котельной и подключенных абонентов составляет 1000 м. Данные по радиусу действия приведен в табл. 1.29. 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 1240 м.

1.4.1.1 Зона котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №1 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной №1 являются дома расположенные на ул. Терешковой дома (№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 7а, 8, 9, 15, 17 и 17а, 18, 19, 20, 21, 22, 23 и 23а, 24 и 24а, 25, 26) а также дома по ул. Республиканская, 24 и 13а, по ул. Нижняя дома (№21, 23), по ул. Победы дома (№1 1а, 3, 13, 15, 19) и дома по ул. Почтовая, №2 и №3, а также по ул. Горячкина дома (№6, 7и7а, 8, 10, 12, 14, 5, 6, 3 и 2).

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.28.

Таблица 1.28 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	Терешковой	Котельная №1
1.2.	Победы	
1.3.	Республиканская	
1.4.	Ленина	
1.5.	Почтовая	
1.6.	Горячкина	

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

Таблица 1.29 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №1	6,5279	1002

1.4.1.2 Зона действия котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №2 расположенной в г.п. Чамзинка. Зоны действия котельной №2 г.п.Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Дальняя дом №4а, ул. Зеленая дома №8А, а также дома и административные здания расположенные в 6 микрорайоне), а именно (№4, 5, 5а, 10, 17, 18, 19, 21, 22).

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ от котельной №2 по улицам проекта планировки приведено в таблице 30.

Таблица 1.30 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	6-й микрорайон	Котельная №2
1.2.	Дальняя	
1.3.	Зеленая	

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

Таблица 1.31 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №2	1,7066	1240

1.4.1.3 Зона действия котельной по ул. Большая 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Котельная по ул. Большая, 2а введена в ввод в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Большая, 2а расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул. Большая, 2а.

Таблица 1.32 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Большая, 2а	0,0636	=

1.4.1.4 Зона действия котельной по ул. Большая 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Котельная по ул. Большая, 12 введена в ввод в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Большая, 12 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул. Большая, 12.

Таблица 1.33 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Большая, 12	0,0281	-

1.4.1.5 Зона действия котельной по ул. Мира 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Котельная по ул. Мира, 3 введена в ввод в 2007 г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Мира,3 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул. Мира,3.

Таблица 1.34 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Мира,3	0,0313	-

1.4.1.6 Зона действия котельной по ул. Мира 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Котельная по ул. Мира, 7 введена в ввод в 2007 г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Мира,7 расположенной в г.п. Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул.Мира,7.

Таблица 1.35 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Мира,7	0,0483	-

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к основными котельным г.п. Чамзинка, расположенных в зонах действия котельных, составляет 8,4058 Гкал/ч.

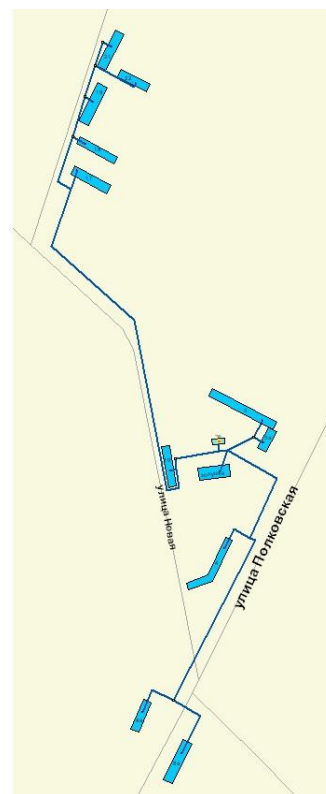


Рисунок 1.8- Зоны действия основных котельных г.п. Чамзинка

1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных

Крышные котельные в г.п. Чамзинка отсутствуют.

1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных

Ведомственные и муниципальные энергоисточники осуществляют теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций.

1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения

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

1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

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

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

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

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

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

где, R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км; H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод. ст.; b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч; s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м²; B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²; Π - теплоплотность района, Гкал/чкм²; $\Delta \tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, оС; φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

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

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

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для котельных №1 и №2 приведены в табл. 1.36.

Таблица 1.36 – Результаты расчета радиуса теплоснабжения

	R-радиус действия главной магистрали (длина главной магистрали), км	Н-потери напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.в.ст.	b-эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч	s-удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м2	В-среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км2	П-теплотность района, Гкал/ч*км2	T-расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С	w-поправочный коэффициент принимаемый для ТЭЦ равный 1,3, а для котельной равным 1	Rэ
Котельная №1	1002	15	1125000,00	18935,14	3,94	0,64	25	1	1,14
Котельная №2	1240	9	1024000,00	2005,24	2,32	0,24	25	1	2,23

1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной

Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельным представлена в табл. 1.37. Резерв мощности имеется во всех котельных г.п. Чамзинка наибольший резерв имеет котельная №2.

Анализируя мощность котельных г.п. Чамзинка, было определено что общая располагаемая тепловая мощность котельных города составляет – 9,72 Гкал/ч.

Таблица 1.37 – 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 "Инком-Системы-Мордовия"	Котельная №1	6,90	6,48	6,5279	-0,047
	Котельная №2	3,24	2,99	1,7066	1,286
	Котельная по ул. Большая, 2а	0,11	0,10	0,0636	0,033
	Котельная по ул. Большая, 12	0,06	0,05	0,0281	0,023
	Котельная по ул. Мира, 3	0,06	0,05	0,0313	0,020
	Котельная по ул. Мира, 7	0,06	0,05	0,0483	0,003

1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных

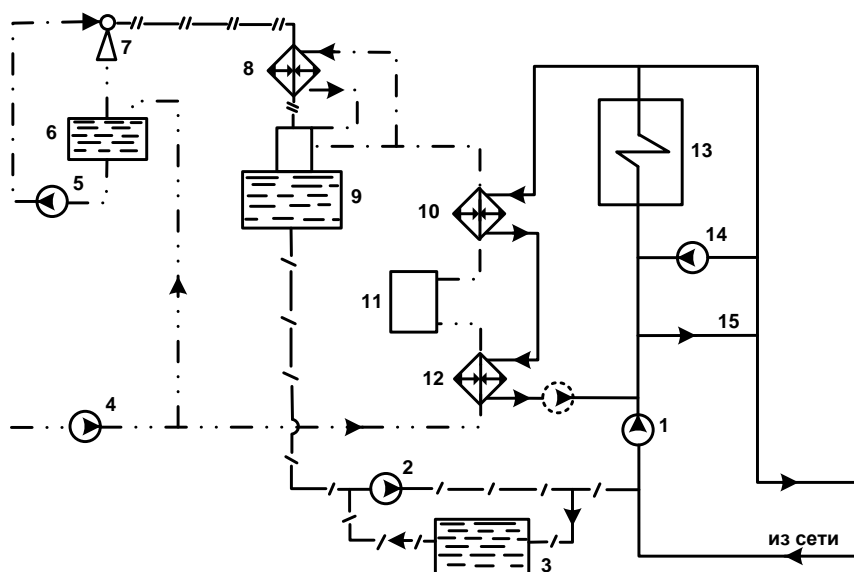
В общем случае котельная установка представляет собой совокупность котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства:

- устройства подачи и сжигания топлива, очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- теплообменные аппараты различного назначения;
- насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения, подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в тепловых сетях, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие);
- баки питательные, конденсационные, баки-аккумуляторы горячей воды;
- дутьевые вентиляторы и воздушный тракт, дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;
- устройства вентиляции, системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива, тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы те-

пловых 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.9). Установленный на обратной линии сетевой (циркуляционный) насос обеспечивает поступление питательной воды в котел и далее в систему теплоснабжения. Обратная и подающая линии соединены между собой перемычками – перепускной и рециркуляционной. Через первую из них при всех режимах работы, кроме максимального зимнего, перепускается часть воды из обратной в подающую линию для поддержания заданной температуры.



1 – сетевой насос; 2 – подпиточный насос; 3 – бак подпиточной воды; 4 – насос исходной воды; 5 – насос подачи воды к эжектору; 6 – расходный бак эжекторной установки; 7 – водоструйный эжектор; 8 – охладитель 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 1.9 – Принципиальная тепловая схема паровой котельной при закрытых сетях

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в котел при работе на газовом топливе должна быть не ниже 60°C 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 $75-80^{\circ}\text{C}$ (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.

куляционного.

Конденсат паровой сети, возвращенный от потребителей, подается насосом из конденсатного бака в деаэратор. В деаэратор поступает химически очищенная вода и конденсат пароводяного подогревателя химически очищенной воды. Сетевая вода подогревается последовательно в охладителе конденсата паро-водяного подогревателя и в паро-водяном подогревателе.

Во многих случаях в паровых котельных для приготовления горячей воды устанавливают и водогрейные котлы, которые полностью обеспечивают потребность в горячей воде или являются пиковыми. Котлы устанавливают за паро-водяным подогревателем по ходу воды в качестве второй ступени подогрева. Если пароводогрейная котельная обслуживает открытые водяные сети, тепловой схемой предусматривается установка двух деаэраторов – для питательной и 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. Чамзинка паровые котельные отсутствуют.

1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения котельных ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» является вода из поселкового водопровода г.п. Чамзинка. В котельных №1 и №2, применяется система автоматической химводоподготовки. Оборудование для обработки подпиточной воды осуществляется 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.

Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим

На территории г.п. Чамзинка работают более 6 котельных, из них на теплоснабжение населения а также бюджетных потребителей основным источником теплоснабжения являются котельная №1 и котельная №2 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия». Основным топливом является природный газ. Ни одна из котельных г.п. Чамзинка не имеет резервного топлива.

Основным поставщиком природного газа для теплоисточников г.п. Чамзинка 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 1.43

Таблица 1.38 – 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. Чамзинка подключенных к СЦТ от котельных: №1; №2; по ул. Большая, 2а; по ул. Большая, 12; по ул. Мира, 3; по ул. Мира, 7 представлена в табл. 1.39. Согласно табл. расчетная присоединенная тепловая нагрузка г.п. Чамзинка обеспечивающая теплом централизованно составляет 7,7190 Гкал/ч на цели отопления и 0,6868 Гкал/ч на цели ГВС.

Таблица 1.39 – Сводная тепловая нагрузка и годовое теплopotребление в 2017 г.

Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная максимально-часовая нагрузка, Гкал/ч		Годовая потребность в тепле, Гкал	
	Отопление	ГВС	Отопление	ГВС
СЦТ от котельной №1	6,1400	0,3879	14451,33	471,28
СЦТ от котельной №2	1,4077	0,2989	3315,94	1428,56
СЦТ от котельной по ул. Большая, 2а	0,0636		149,59	
СЦТ от котельной по ул. Большая, 12	0,0281		66,18	
СЦТ от котельной по ул. Мира, 3	0,0313		73,61	
СЦТ от котельной по ул. Мира, 7	0,0483		113,45	
Итого	7,7190	0,6868	18170,10	1899,84

Тепловая нагрузка по типу объектов (жилые дома, административно-бытовые здания, образовательные и т.д.) г.п. Чамзинка представлена в табл. 1.40. Как видно из таблицы 73,72 % тепловой нагрузки составляет тепловая нагрузка жилых домов.

Таблица 1.40 – Тепловая нагрузка и годовое теплopotребление на отопление по типу объектов

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная часовая нагрузка		Теплopotребление, Гкал
		Гкал/ч	%	
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	5,6907	73,72%	13380,30
2	Административно-бытовые здания	1,0984	14,23%	2582,65
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	0,8433	10,92%	1994,35
4	Объектов здравоохранения	0,0866	1,12%	212,80

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. Чамзинка согласно табл. 1.41 используется в 633 квартире. Общая площадь квартир с индивидуальным отоплением составляет 33662,6 м² (37,20 % от общей площади многоэтажных домов).

Таблица 1.41 – 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 №1		1023	40199,73	421	22033,32	35,40%
1	ГОРЯЧКИНА, 10	31	1562,5	29	1509,8	49,14%
2	ГОРЯЧКИНА, 12	40	1725,2	28	1467,4	45,96%
3	ГОРЯЧКИНА, 14	20	1420,5	28	2419,0	63,00%
4	ГОРЯЧКИНА, 2	10	415,6	12	640,6	60,65%
5	ГОРЯЧКИНА, 3	13	566,9	9	515,8	47,64%
6	ГОРЯЧКИНА, 4	13	572,2	9	444,9	43,74%
7	ГОРЯЧКИНА, 5	12	531,1	10	553,6	51,04%
8	ГОРЯЧКИНА, 6	15	655,4	9	391,7	37,41%
9	ГОРЯЧКИНА, 7	62	2713,1	25	1212,4	30,89%
10	ГОРЯЧКИНА, 8	20	872,0	4	177,8	16,94%
11	МОСКОВСКАЯ, 6	1	53,6	7	327,8	85,95%
12	МОСКОВСКАЯ, 7	5	226,7	3	145,9	39,16%
13	НИЖНЯЯ, 21	38	1583,5	20	1037,4	39,58%
14	НИЖНЯЯ, 23	38	1796,9	22	1307,62	42,12%
15	ПОБЕДЫ, 13	10	370,2	5	352,8	48,80%
16	ПОБЕДЫ, 15	21	1128,8	11	543,0	32,48%
17	ПОБЕДЫ, 19	5	140,2	2	139,6	49,89%
18	ПОЧТОВАЯ, 3	11	522,8	20	1011,2	65,92%
19	РЕСПУБЛИКАНСКАЯ, 13А	38	1618,6	22	1042,0	39,16%
20	ТЕРЕШКОВОЙ, 1	23	891,0	11	500,4	35,96%
21	ТЕРЕШКОВОЙ, 15	24	948,6	12	520,1	35,41%
22	ТЕРЕШКОВОЙ, 17	16	724,8	8	314,6	30,27%
23	ТЕРЕШКОВОЙ, 18	10	536,9	8	498,1	48,13%
24	ТЕРЕШКОВОЙ, 19	46	2067,9	13	668,0	24,42%
25	ТЕРЕШКОВОЙ, 2	7	220,2	1	35,1	13,75%
26	ТЕРЕШКОВОЙ, 20	31	1292,8	5	224,5	14,80%
27	ТЕРЕШКОВОЙ, 21	39	545,5			
28	ТЕРЕШКОВОЙ, 22	47	2041,73	13	662,0	24,48%
29	ТЕРЕШКОВОЙ, 23	15	636,6	9	441,6	40,96%
30	ТЕРЕШКОВОЙ, 24	51	2035,2	19	877,1	30,12%
31	ТЕРЕШКОВОЙ, 25	57	2406,0	13	626,8	20,67%

Продолжение табл. 1.41

1	2	3	4	5	6	7
32	ТЕРЕШКОВОЙ, 26	41	1778,0	17	781,8	30,54%
33	ТЕРЕШКОВОЙ, 3	5	163,8	3	100,9	38,12%
34	ТЕРЕШКОВОЙ, 4	7	219,4	1	34,4	13,55%
35	ТЕРЕШКОВОЙ, 5	8	314,8	8	302,4	49,00%
36	ТЕРЕШКОВОЙ, 6	22	284,3			
37	ТЕРЕШКОВОЙ, 7	31	1226,3	5	205,2	14,33%
38	ТЕРЕШКОВОЙ, 8	80	1117,1			
39	ТЕРЕШКОВОЙ, 9	60	2273			
Котельная №2		318	14626,6	202	11257,02	43,49%
1	ДАЛЬНЯЯ, 4А	22	931,0	14	788,2	45,85%
2	ЗЕЛЕНАЯ, 8А	12	822,3	28	1826,9	68,96%
3	МИКРОРАЙОН-6, 10	39	1701,8	21	1047,5	38,10%
4	МИКРОРАЙОН-6, 17	33	1612,9	11	612,3	27,52%
5	МИКРОРАЙОН-6, 18	11	595,7	19	1178,3	66,42%
6	МИКРОРАЙОН-6, 19	19	964,9	11	740,62	43,42%
7	МИКРОРАЙОН-6, 21	19	878,5	17	769,8	46,70%
8	МИКРОРАЙОН-6, 22	21	1033,4	15	687,5	39,95%
9	МИКРОРАЙОН-6, 4	51	1929,7	35	1929,1	49,99%
10	МИКРОРАЙОН-6, 5	61	2906,3	19	1072,8	26,96%
11	МИКРОРАЙОН-6, 5А	30	1250,1	12	604	32,58%
Мини котельная		100	2002,5	10	372,3	15,68%
1	БОЛЬШАЯ, 12	16	338,0			
2	БОЛЬШАЯ, 2А	22	739,5	10	372,3	33,49%
3	МИРА, 3	21	364,4			
4	МИРА, 7	41	560,6			
Итого по г.п. Чамзинка		1441,0	56828,8	633,0	33662,6	37,20%

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

Общая расчётная тепловая нагрузка потребителей г.п. Чамзинка по состоянию на 01.01.2018 г. составляет 8,41 Гкал/ч. При этом:

– общая расчётная тепловая нагрузка потребителей от СЦТ от котельной №1 составила 6,5279 Гкал/ч в ч. 6,1400 Гкал/ч на отопительные цели;

– общая расчетная тепловая нагрузка потребителей от СЦТ от котельной №2 – 1,7066 Гкал/ч.

Таблица 1.42 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №1 г.п. Чамзинка на 2017 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Площадь здания, м2	Наружный строитель- ный объем здания, м3	Присоединен- ная максималь- но-часовая на- грузка, Гкал/ч	Годовая по- требность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индиви- дуальное отопление)		Теплопо- требление, Гкал	Расчетная часовая на- грузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ж/д, ул. Республиканская, 13 а	2659,1	14135	0,2286	537,43	1042,0	204,0	333,40	0,1418
2	Ж/д, ул. Победы, 13	723	3152	0,0926	217,69	352,8	69,1	148,61	0,0632
3	Ж/д, ул. Победы, 15	1671,8	8509	0,1769	416,05	543,0	106,3	309,73	0,1317
4	Ж/д, ул. Победы, 19	278,1	1233	0,0391	91,90	139,6	27,3	64,57	0,0275
5	Ж/д, ул. Почтовая, 3	1534	7243	0,1460	343,32	1011,2	198,0	145,33	0,0618
6	Ж/д, ул. Московская, 6	381,9		0,0444	104,28	327,8	64,2	40,10	0,0171
7	Ж/д, ул. Московская, 7	372,6	1229	0,0444	104,28	145,9	28,6	75,72	0,0322
8	Ж/д, ул. Терешковой, 1	1394,3	5540	0,1328	312,29	500,4	98,0	214,31	0,0911
9	Ж/д, ул. Терешковой, 2	255,3	1368	0,0342	80,45	35,1	6,9	73,57	0,0313
10	Ж/д, ул. Терешковой, 3	229	1386	0,0342	80,45	100,9	19,8	60,69	0,0258
11	Ж/д, ул. Терешковой, 4	253,8	1376	0,0342	80,45	34,4	6,7	73,71	0,0313
12	Ж/д, ул. Терешковой, 5	617,2	2572	0,0687	161,62	302,4	59,2	102,42	0,0436
13	Ж/д, ул. Терешковой, 6	330,8	1779	0,0516	121,31		0,0	121,31	0,0516
14	Ж/д, ул. Терешковой, 7	1427,4	5540	0,1328	312,29	205,2	40,2	272,11	0,1157
15	Ж/д, ул. Терешковой, 8	1109,9	9900	0,1314	309,06		0,0	309,06	0,1314
16	Ж/д, ул. Терешковой, 9	2274,1	8500	0,1875	440,86		0,0	440,86	0,1875
17	Ж/д, ул. Терешковой, 15	1469,4	5540	0,1328	312,29	520,1	101,8	210,45	0,0895
18	Ж/д, ул. Терешковой, 17	957,5	6111	0,1328	312,29	314,6	61,6	250,69	0,1066
19	Ж/д, ул. Терешковой, 18	1037,9	4200	0,0954	203,20	498,1	97,5	105,67	0,0449
19	Ж/д, ул. Терешковой, 19	2734,6	13470	0,2286	537,43	668,0	130,8	406,63	0,1729
20	Ж/д, ул. Терешковой, 20	1517,3	5792	0,1328	312,29	224,5	44,0	268,33	0,1141
21	Ж/д, ул. Терешковой, 21	546,7	3320	0,0863	202,82		0,0	202,82	0,0863

Продолжение табл. 1.42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Ж/д, ул. Терешковой, 22	2706,13	12030	0,2286	537,43	662,0	129,6	407,81	0,1734
23	Ж/д, ул. Терешковой, 23	1078,2	4533	0,1036	243,62	441,6	86,5	157,16	0,0668
24	Ж/д, ул. Терешковой, 24	2917,3	12896	0,2424	570,00	877,1	171,7	398,26	0,1694
25	Ж/д, ул. Терешковой, 25	3032,8	10245	0,2459	578,14	626,8	122,7	455,41	0,1937
26	Ж/д, ул. Терешковой, 26	2559,6	12719	0,2478	582,53	781,8	153,1	429,45	0,1826
27	Ж/д, ул. Горячкина, 2	1056,2	4654	0,1214	285,35	640,6	125,4	159,93	0,0680
28	Ж/д, ул. Горячкина, 3	1082,4	5162	0,1214	285,35	515,8	101,0	184,36	0,0784
29	Ж/д, ул. Горячкина, 4	1017,1	4909	0,1214	285,35	444,9	87,1	198,24	0,0843
30	Ж/д, ул. Горячкина, 5	1081,7	5563	0,1214	285,35	553,6	108,4	176,96	0,0753
31	Ж/д, ул. Горячкина, 6	1036	4789	0,1033	242,96	391,7	76,7	166,27	0,0707
32	Ж/д, ул. Горячкина, 7	3928,2	18808	0,3655	859,38	1212,4	237,4	622,00	0,2645
33	Ж/д, ул. Горячкина, 8	1049,8	4446	0,1033	242,96	177,8	34,8	208,15	0,0885
34	Ж/д, ул. Горячкина, 10	3074,1	12127	0,2563	602,57	1509,8	295,6	306,95	0,1305
35	Ж/д, ул. Горячкина, 12	3196,3	14257	0,2853	670,84	1467,4	287,3	383,53	0,1631
36	Ж/д, ул. Горячкина, 14	3839,5	15600	0,4725	1110,97	2419,0	473,6	637,33	0,2711
37	Ж/д, ул. Нижняя, 21	2617,3	12364	0,2286	537,43	1037,4	203,1	334,30	0,1422
38	Ж/д, ул. Нижняя, 23	3104,72	11783	0,2563	602,57	1307,6	256,0	346,54	0,1474
39	МБУ "Центральная районная библиотека" ЧМР РМ, ул. Ленина, 12		4078	0,0525	123,44			123,44	0,0525
40	МБУ "Чамзинский РДК", ул. Терешковой, 7а		15664	0,2162	508,25			508,25	0,2162
41	МБОУ ДОД "Чамзинская ДЮСШ", ул. Ленина, 20		5700	0,0918	225,56			225,56	0,0918
42	МБОУ ДОД "Комсомольская ДШИ", ул. Терешковой, 23а		1129	0,0203	49,78			49,78	0,0203
43	МБОУ ДОД "Чамзинская ДМШ", ул. Ленина, 10		3355	0,0602	147,93			147,93	0,0602

Продолжение табл. 1.42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	МКУ "МФЦ предоставления ГМУ", ул. Победы, 3		1092	0,0383	89,98			89,98	0,0383
45	МБДОУ Д/с "Звездочка", ул. Терешковой, 20а		4406	0,0815	200,34			200,34	0,0815
46	МБДОУ Д/с "Солнышко", ул. Терешковой, 17а		4559	0,0989	243,14			243,14	0,0989
47	МБДОУ Д/с "Ягодка", ул. Горячкина, 7а		6260	0,0815	200,34			200,34	0,0815
48	Соц. защита ул. Терешковой, 24а		10711	0,18209	428,13			428,13	0,1821
49	МБОУ "Лицей" №1 (начальная)		4078	0,08177	182,79			182,79	0,0818
50	МБОУ "Лицей" №1		16763	0,26987	603,26			603,26	0,2699
51	ММО МВД РФ "Чамзинский", ул. Республиканская, 24		4797	0,21638	508,77			508,77	0,2164
52	Управления пен. Фонда, Администрация г.п. Чамзинка и т.д., ул. Победы, 1а		2304	0,06973	163,96			163,96	0,0697
53	Администрация ЧМР РМ, ул. Победы, 1		11120	0,20210	475,20			475,20	0,2021
54	ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ, ул. Победы, 12		4329	0,08658	212,80			212,80	0,0866
55	ФГУП "Почта России", ул. Почтовая, 2		1494	0,04278	100,59			100,59	0,0428
56	ОАО "Ростелеком, ул. Почтовая, 2		4480	0,07840	184,34			184,34	0,0784
	ИТОГО		385099	7,98374	18765,45	22033,32	4314,12	14451,33	6,1400

Таблица 1.43 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №2 г.п. Чамзинка 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, МКР-6, №4	3857,8	19324	0,3207	754,15	1929,1	377,7	376,44	0,1601
2	Ж/д, МКР-6, №5	3976,2	16907	0,3069	721,58	1072,8	210,1	511,53	0,2176
3	Ж/д, МКР-6, №5а	1850,3	8400	0,1728	406,30	604,0	118,3	288,03	0,1225
4	Ж/д, МКР-6, №10	2748	11745	0,2462	578,77	1047,5	205,1	373,67	0,1589
5	Ж/д, МКР-6, №17	2225,2	9266	0,1961	461,12	612,3	119,9	341,23	0,1451
6	Ж/д, МКР-6, №18	1774	7626	0,1637	384,80	1178,3	230,7	154,09	0,0655
7	Ж/д, МКР-6, №19	1702,62	7553	0,1637	384,80	740,6	145,0	239,79	0,1020
8	Ж/д, МКР-6, №21	1645	7389	0,1637	384,80	769,8	150,7	234,08	0,0996
9	Ж/д, МКР-6, №22	1720,9	7807	0,1587	373,14	687,5	134,6	238,53	0,1014
10	Ж/д, ул. Дальняя, №4а	1719,2	8709	0,1566	368,14	788,2	154,3	213,82	0,0909
11	Ж/д, ул. Зеленая, №8а	2581,2	12911	0,2387	561,23	1826,9	357,7	203,52	0,0866
12	МБОУ Д/с "Золушка", МКР-6, 10а		3927	0,0575	141,22			141,22	0,0575
	ИТОГО			2,3451	5520,06	11257,0	2204,1	3315,94	1,4077

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 табл. 1.44 приводятся установленные нормативы потребления коммунальных услуг населением в части холодного и горячего водоснабжения.

Таблица 1.44 – 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

Продолжение табл. 1.44

1	2	3	4	5
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	-
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. Чамзинка до 2028 г.» на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям основных теплоисточников поселка, которыми являются котельная №1 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», №2 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», котельные по ул. Большая, 2а - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» и ул. Большая, 12 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» и котельная по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» и Мира, 7 - ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», были разработаны тепловые балансы.

1.6.1 Баланс тепловой нагрузки за 2013 г. и 2017 г.

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Чамзинка 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 1.45-1.50.

Таблица 1.45 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч

Зона действия котельная №1	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	6,1718	6,1400
Горячее водоснабжение	0,3879	0,3879
Итого	6,5597	6,5279

Таблица 1.46 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельная №2	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	1,5872	1,4077
Горячее водоснабжение	0,2989	0,2989
Итого	1,8861	1,7066

Таблица 1.47 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной по ул.Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Большая, 2а	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	0,659	0,0636
Горячее водоснабжение		-
Итого	0,659	0,0636

Таблица 1.48 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Большая, 12	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	0,0281	0,0281
Горячее водоснабжение	-	-
Итого	0,0281	0,0281

Таблица 1.49 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Мира,3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Мира, 3	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	0,0313	0,0313
Горячее водоснабжение	-	-
Итого	0,0313	0,0313

Таблица 1.50 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Мира,7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Мира,7	2013 г.	2017 г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:		
Отопление	0,0483	0,0483
Горячее водоснабжение	-	-
Итого	0,0483	0,0483

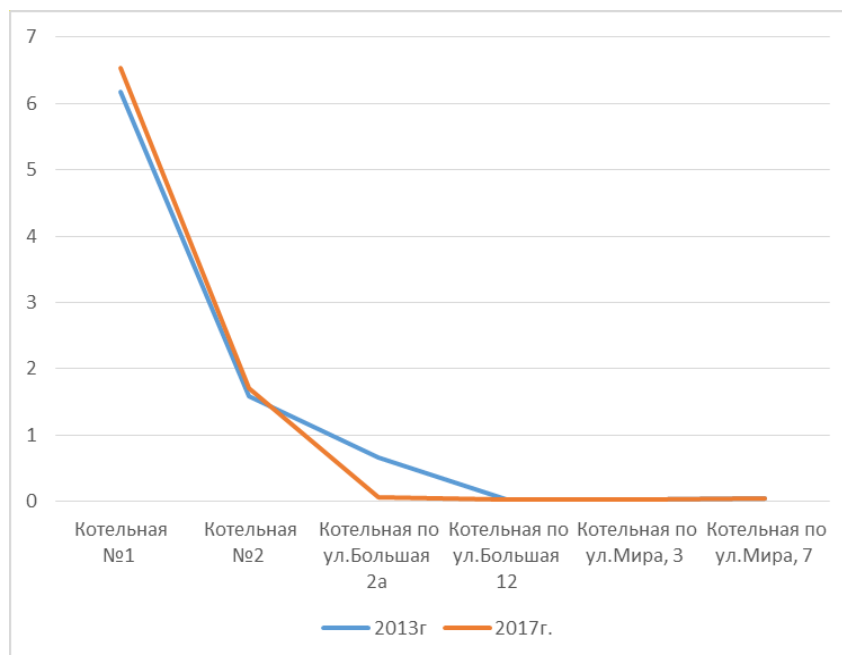


Рисунок 1.9 - Динамика договорной нагрузки по основным источникам теплоснабжения

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 подключенная тепловая мощность основных теплоснабжающих организаций поселка в горячей воде в 2017 г. составляет 8,41 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. Чамзинка до 2028г.» 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 1.51.

Таблица 1.51 - 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, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	6,48	6,7478	0,021	0,3366	-0,63
2	Котельная №2	2,99	1,7367	0,009	0,219	1,03
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,10	0,0636	0,001	0	0,04
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,05	0,0281	0,001	0	0,02
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,05	0,0313	0,001	0	0,02
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,05	0,0483	0,001	0	0,00
	Итого	9,72	8,6558	0,0342	0,5556	0,4744

Анализ таблицы 1.51 показывает, что:

- суммарная располагаемая тепловая мощность котельных поселка составляет 9,72 Гкал/ч;
- суммарная присоединённая нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельных г.п. Чамзинка, по состоянию на конец 2017 г. составляет 8,6558 Гкал/ч;
- основная часть нагрузки приходится на котельные №1 и №2 соответственно.

По состоянию на 01.12.2017 года в целом по котельным поселка имеется значительный резерв тепловой мощности в размере 0,4744 Гкал/ч, при этом основная доля свободных резервных

тепловых мощностей приходится на котельную №2.

1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения г.п. Чамзинка 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:

- замеров портативными приборами;
- показаний приборов учета расположенных на некоторых объектах г.п. Чамзинка.

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 Котельная №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №1 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Чамзинка. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 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.

1.7.2 Котельная №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы в котельной №2 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п. Чамзинка. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 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 по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

В котельной по ул. Большая, 2а химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

1.7.4 Котельная по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

В котельной по ул. Большая, 12 химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

1.7.5 Котельная по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

В котельной по ул. Мира, 3 химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

1.7.6 Котельная по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

В котельной по ул. Мира, 7а химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Топливный баланс котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Основным видом топлива для котельной №1 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 №1 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 приведено в табл.1.52.

Таблица 1.52 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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.	2288,7169	2296,561	2226,508
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т.	-	-	-
	Итого суммарный приход, т.у.т	2288,7169	2296,561	2226,508
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	2288,7169	2296,561	2226,508
	в собственной котельной	2288,7169	2296,561	2226,508
	Итого суммарный расход	2288,7169	2296,561	2226,508

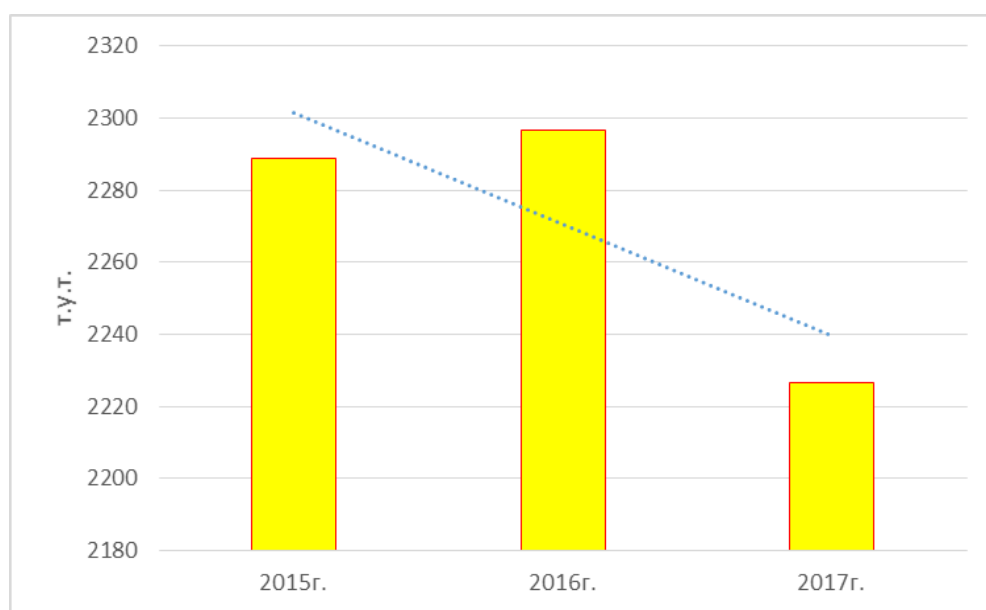


Рисунок 1.10 – Потребление газа котельной №1

1.8.2 Топливный баланс котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

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

Калорийность топлива 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 №2 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 приведено в табл.1.53.

Таблица 1.53 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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	959,29616	946,7239	896,1126
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	959,29616	946,7239	896,1126
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	959,29616	946,7239	896,1126
	в собственной котельной	959,29616	946,7239	896,1126
	Итого суммарный расход	959,29616	946,7239	896,1126

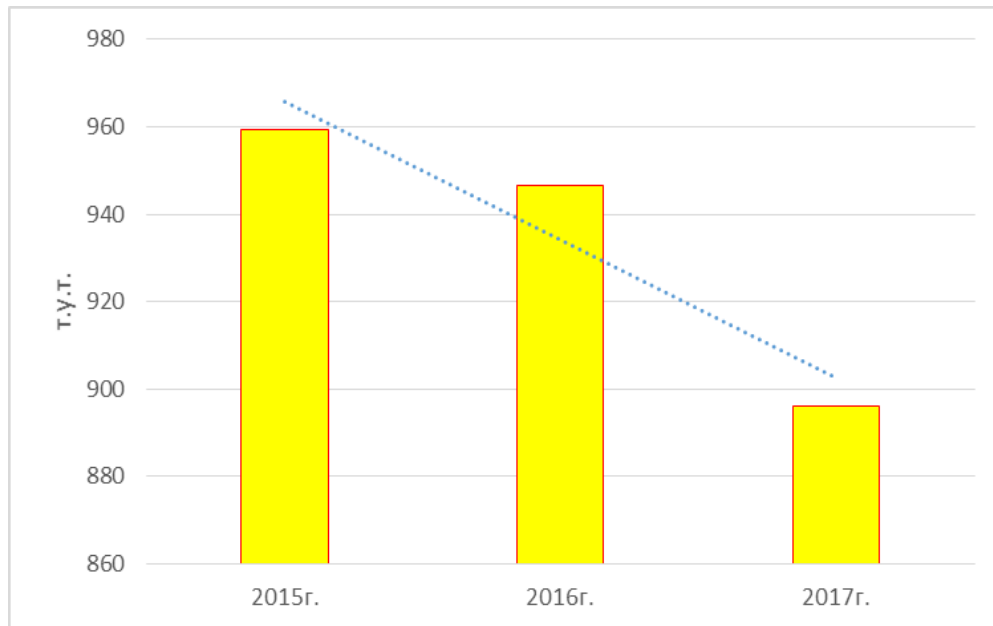


Рисунок 1.11 – Потребление газа котельной №2

1.8.3 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Основным видом топлива для котельной по ул. Большая, 2а является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива 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 по ул. Большая, 2а - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 2а приведено в табл.1.54.

Таблица 1.54 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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	29,4014	28,8088	23,4455
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	29,4014	28,8088	23,4455
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	29,4014	28,8088	23,4455
	в собственной котельной	29,4014	28,8088	23,4455
	Итого суммарный расход	29,4014	28,8088	23,4455

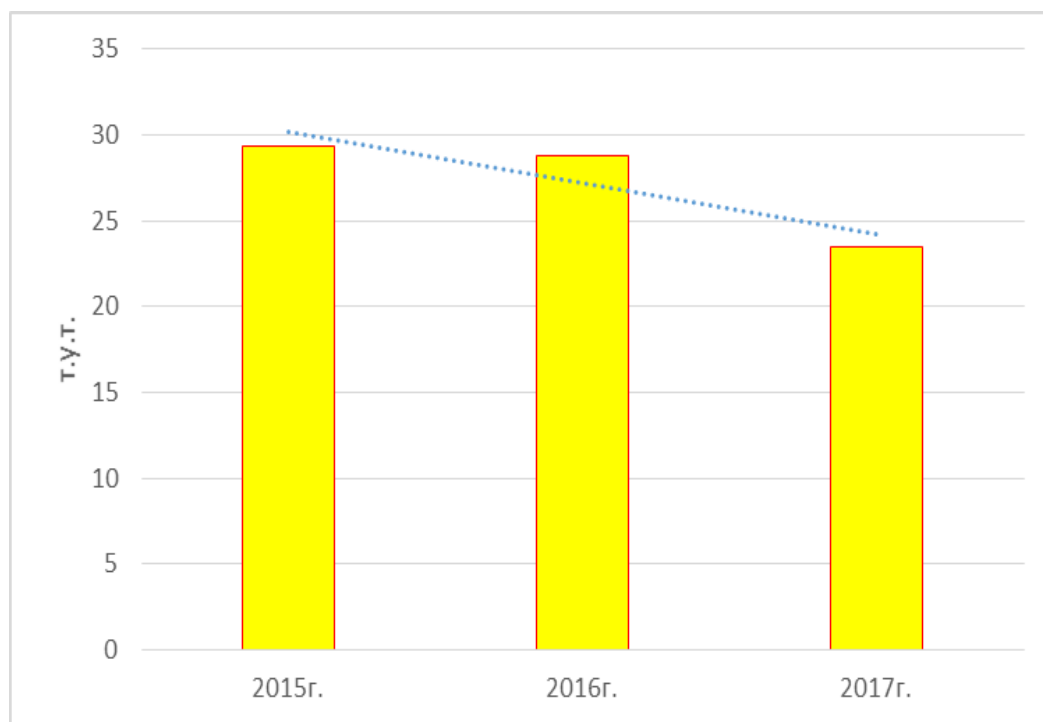


Рисунок 1.12 – Потребление газа котельной по ул. Большая, 2а

1.8.4 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Основным видом топлива для котельной по ул. Большая, 12 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива 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 по ул. Большая, 12 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 12 приведено в табл. 1.55.

Таблица 1.55 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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	13,8431	13,362	11,944
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	13,8431	13,362	11,944
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	13,8431	13,362	11,944
	в собственной котельной	13,8431	13,362	11,944
	Итого суммарный расход	13,8431	13,362	11,944

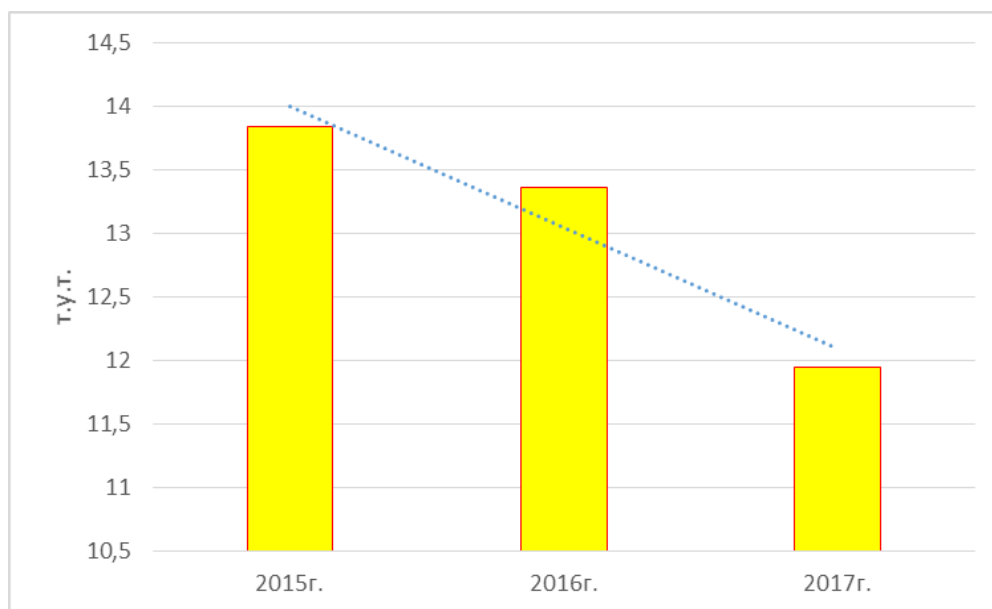


Рисунок 1.13 – Потребление газа котельной по ул. Большая, 12

1.8.5 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Основным видом топлива для котельной по ул. Мира, 3 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива 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 по ул. Мира, 3 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 3 приведено в табл. 1.56.

Таблица 1.56 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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	14,1785	14,2443	13,1416
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	14,1785	14,2443	13,1416
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	14,1785	14,2443	13,1416
	в собственной котельной	14,1785	14,2443	13,1416
	Итого суммарный расход	14,1785	14,2443	13,1416

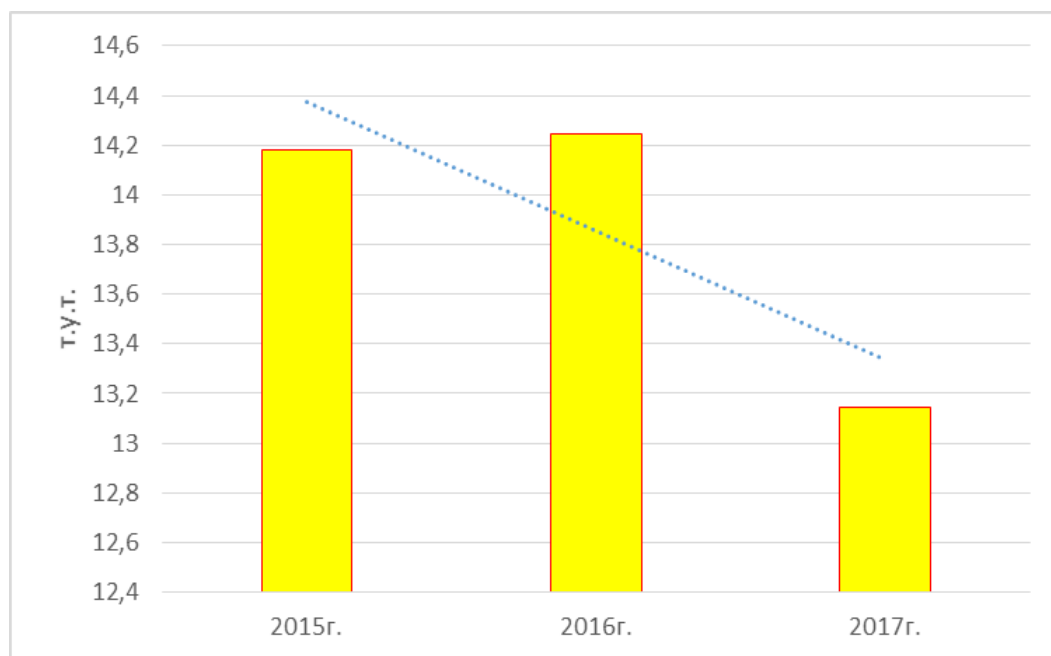


Рисунок 1.14 – Потребление газа котельной по ул. Мира, 3

1.8.6 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

Основным видом топлива для котельной по ул. Мира, 7 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива 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 по ул. Мира, 7 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 7 приведено в табл.1.57.

Таблица 1.57 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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	10,7053	17,4097	15,9358
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	10,7053	17,4097	15,9358
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	10,7053	17,4097	15,9358
	в собственной котельной	10,7053	17,4097	15,9358
	Итого суммарный расход	10,7053	17,4097	15,9358

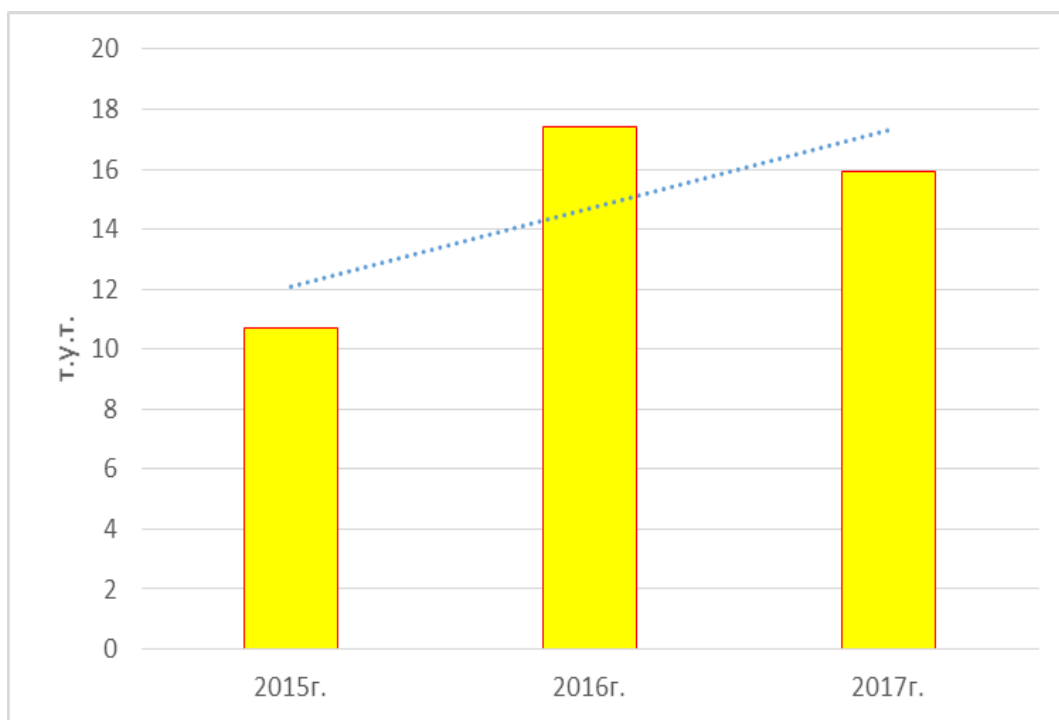


Рисунок 1.15 – Потребление газа котельной по ул. Мира, 7

1.8.7 Топливный баланс котельных г.п. Чамзинка

Основным топливом для котлоагрегатов котельной является газ. Ни на одной из котельных не имеется резервное топливо. Топливопотребление в 2017 году по 6 котельным составило 2716,215 тыс.м3 газа, наибольшее потребление составило по котельной №1 – 1897,77 тыс.м3 газа и по котельной №2 – 763,487 тыс.м3. Потребление газа в разрезе по котельным за 2017г. приведено в табл.1.58 и на рис.1.16.

Таблица 1.58 – Объем потребленных ресурсов (газ) по всем котельным г.п. Чамзинка за 2017 г.

Наименование	Вид топлива	Фактическое потребление газа, тыс.м3
Котельная №1	газ	1897,77
Котельная №2	газ	763,487
Котельная по ул. Большая, 2а	газ	19,988
Котельная по ул. Большая, 12	газ	10,182
Котельная по ул. Мира, 3	газ	11,203
Котельная по ул. Мира, 7	газ	13,585
Всего		2716,215

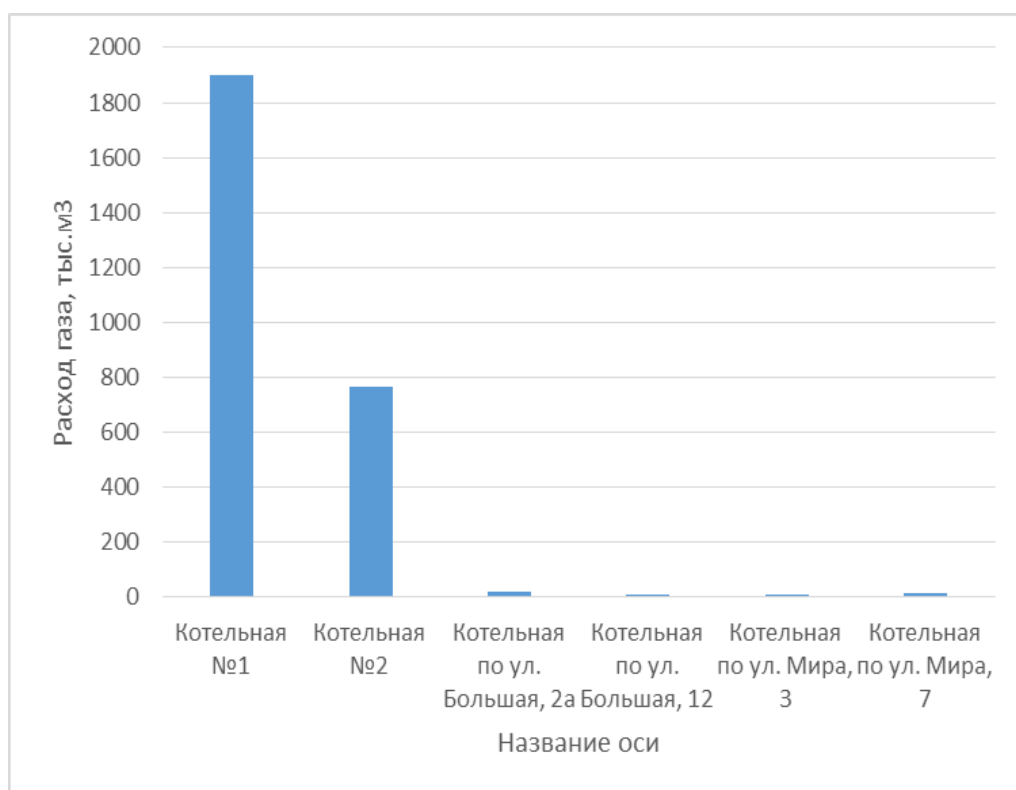


Рисунок 1.16 - Потребление газа котельными за 2017 г.

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

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.1.59.

Таблица 1.59 – 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

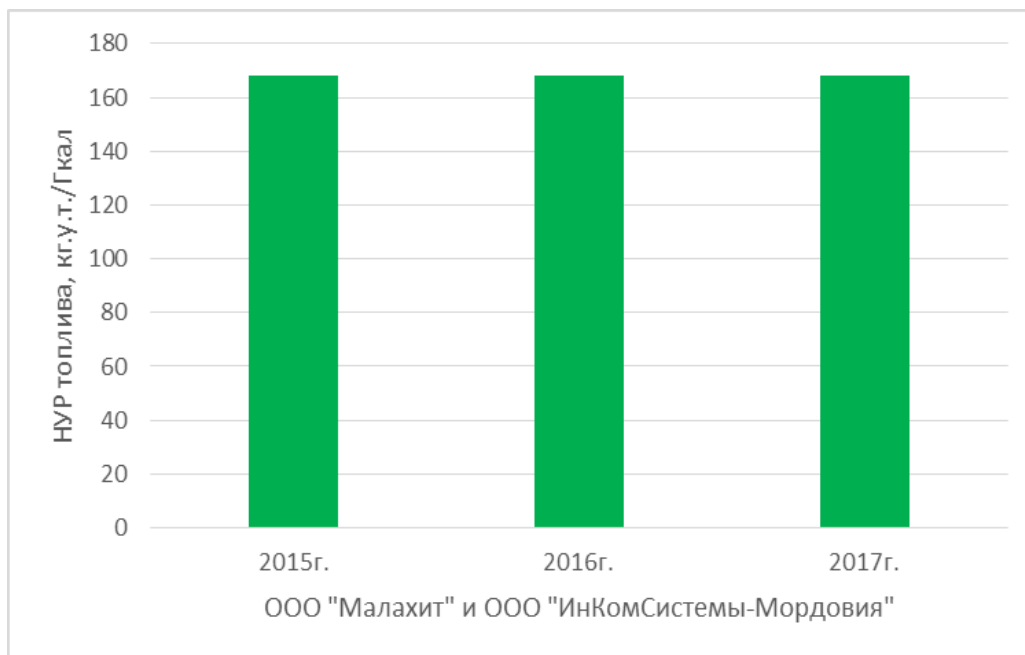


Рисунок 1.17 – Динамика удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденного в тарифе для ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

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

В таблице 1.60 представлены данные по отпуску тепловой энергии от котельных ООО «Малахит» за 2015-2016 г.г. и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» за 2017 г. расположенных в г.п. Чамзинка.

Таблица 1.60 – Отпуск тепловой энергии от котельных ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Наименование котельной	По годам, тыс. Гкал		
	2015 г.	2016 г.	2017 г.
СЦТ от котельной №1	14718,153	15194,29	13869,23
СЦТ от котельной №2	6098,238	5999,077	5619,173
СЦТ от котельной по ул. Большая, 2а	146,992	139,748	141,4
СЦТ от котельной по ул. Большая, 12	64,831	63,22	64,336
СЦТ от котельной по ул. Мира, 3	69,889	66,552	69,685
СЦТ от котельной по ул. Мира, 7	107,526	103,386	109,374

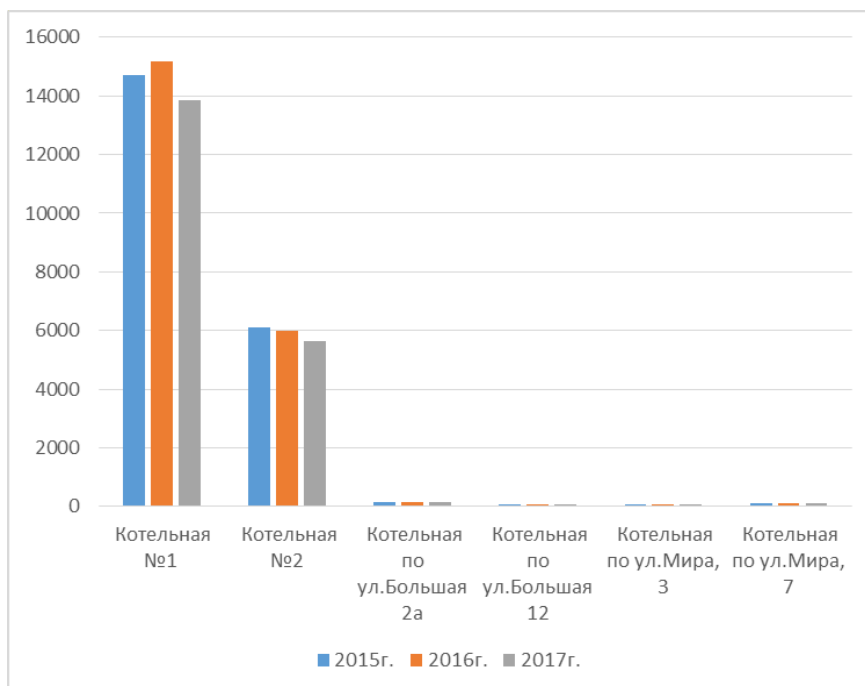


Рисунок 1.18 – Динамика отпуск тепловой энергии в сеть котельных ООО «Малахит» за 2015-2016 г.г. и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия» за 2017г.

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. 1.61, а также на рис.1.19 и рис.1.20.

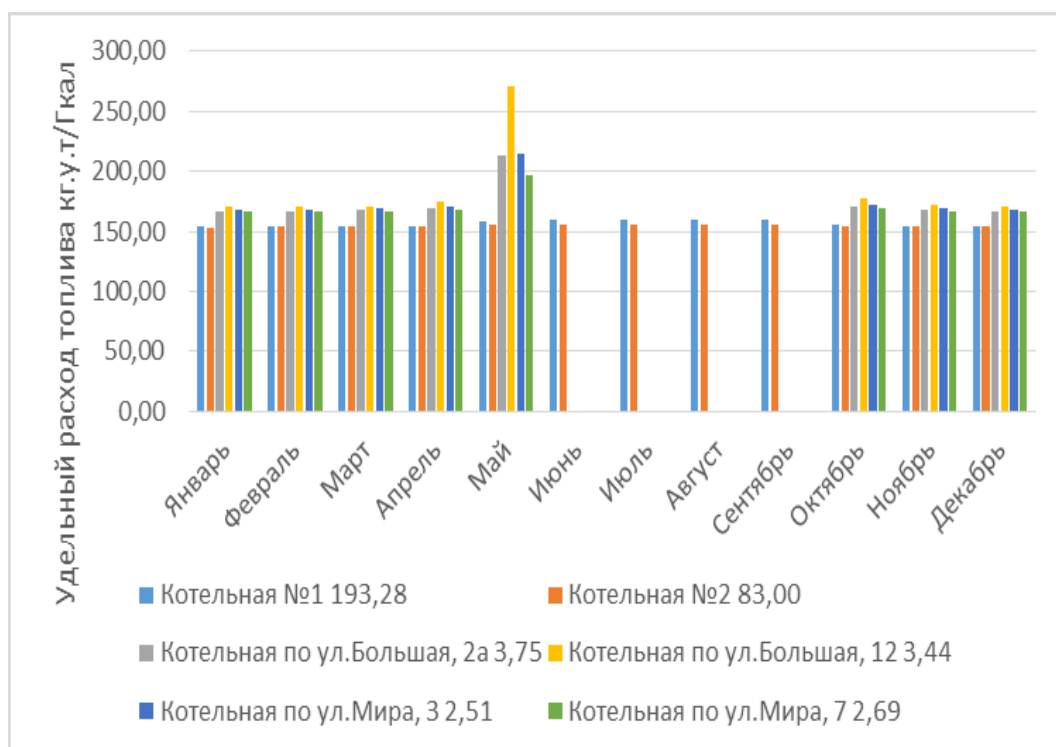


Рисунок 1.19-Динамика нормативного удельного расход топлива по ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

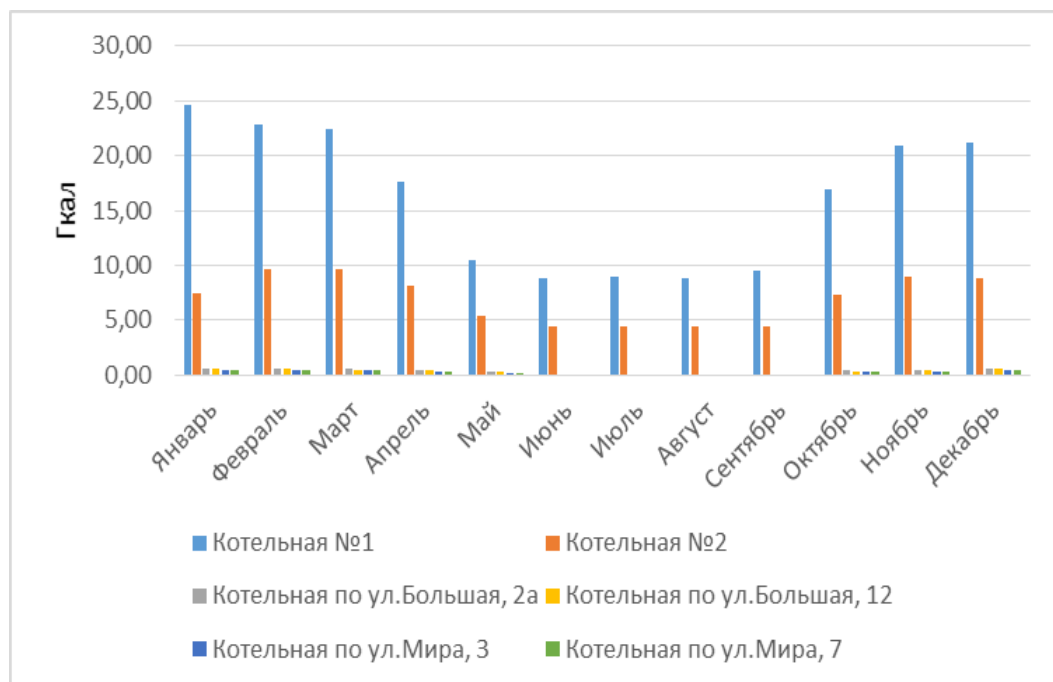


Рисунок 1.20-Динамика расхода тепловой энергии на собственные нужды по ООО «Ин-КомСистемы-Мордовия»

Таблица 1.61 – Сводная таблица результатов расчетов НУР топлива на отпущенное тепло на каждый месяц 2017 г. и в целом за год по котельным ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

Наименование котельной	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Гкал	%
Котельная №1														
отпуск тепла, тыс. Гкал	2481,68	2203,43	2040,59	1261,16	291,31	183,42	188,26	187,59	181,83	846,87	1773,39	2229,70	193,28	1,37
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	153,98	154,05	154,12	154,60	157,72	159,15	159,07	159,00	159,72	155,52	154,24	153,92		
Котельная №2														
отпуск тепла, тыс. Гкал	833,46	743,99	724,77	522,59	226,71	180,25	183,96	182,77	177,45	435,77	640,38	767,06	83,00	1,46
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т/Гкал	153,44	154,07	154,11	154,26	155,25	155,38	155,35	155,33	155,46	154,43	154,23	153,83		
Котельная по ул.Большая, 2а														
отпуск тепла, тыс. Гкал	28,24	25,01	22,28	11,91	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	9,28	18,94	24,89	3,75	2,58
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	166,64	167,16	167,41	169,16	213,02	0,00	0,00	0,00	0,00	170,07	167,75	167,19		
Котельная по ул.Большая, 12														
отпуск тепла, тыс. Гкал	12,85	11,38	10,14	5,42	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	4,22	8,62	11,32	3,44	5,07
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	170,13	170,54	171,24	175,09	271,49	0,00	0,00	0,00	0,00	177,10	172,00	170,60		
Котельная по ул.Мира, 3														
отпуск тепла, тыс. Гкал	13,92	12,32	10,98	5,87	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	4,57	9,34	12,27	2,51	3,48
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	168,27	168,47	168,76	170,95	214,33	0,00	0,00	0,00	0,00	171,47	168,89	168,28		
Котельная по ул.Мира, 7														
отпуск тепла, тыс. Гкал	22,66	20,06	17,87	9,55	0,68	0,00	0,00	0,00	0,00	7,45	15,20	19,97	2,69	2,31
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	166,47	166,76	166,94	168,35	196,72	0,00	0,00	0,00	0,00	168,92	167,18	166,79		
ЭСО в целом														
отпуск тепла, тыс. Гкал	3392,8	3016,2	2826,6	1816,5	520,4	363,7	372,2	370,4	359,3	1308,2	2465,9	3065,2	288,7	1,43
нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал	154,16	154,37	154,42	154,78	156,91	157,28	157,23	157,19	157,61	155,46	154,54	154,21	20165,94	

1.10 Тарифы в системе теплоснабжения

1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 1.62 и на рисунках 1.21 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных Министерством энергетики и тарифной политики Республика Мордовия.

Таблица 1.62 – 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 1.21 соответственно.

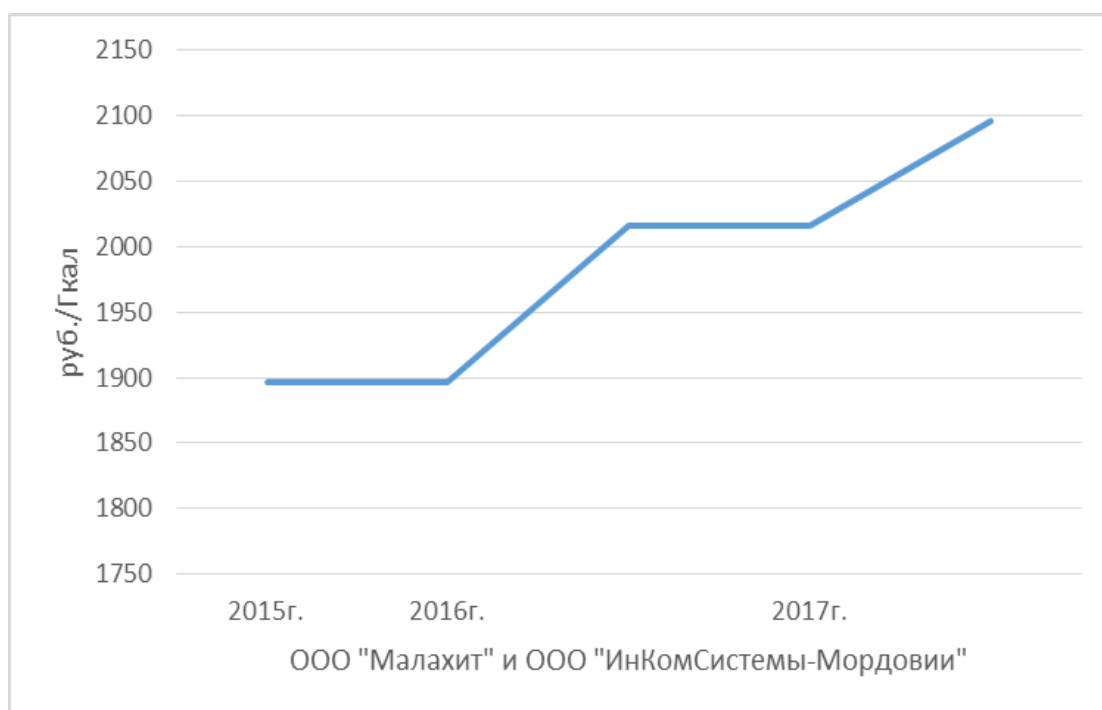


Рисунок 1.21 – Динамика тарифов на тепловую энергию для ООО «Малахит» и ООО «ИнКомСистемы-Мордовия»

2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории городского поселения Чамзинка 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 городского поселения Чамзинка.

Из представленных данных видно, что в период до 2024 г. в городском поселении Чамзинка жилой фонд площадей подключенных к системе централизованного теплоснабжения составит 58378,2 м², что на 2,7 % выше базового (2017 г.). Рост в условиях перехода части потребителей (2450,6 м² жилого фонда или 51 квартиры) на индивидуальное отопление обеспечивается вводом в данный период жилого дома по ул. Горячкина, 9).

В период с 2024 по 2028 гг. согласно данным Администрации городского поселения планируется строительство двух многоквартирных жилых дома в непосредственной близости от жилого дома 5 мкр. 6. Суммарный прирост составит около 8000 м².

Из представленных данных видно площадь введенного в эксплуатацию жилищного фонда в городском поселении Чамзинка в период до 2028 г. подключенных к СЦТ составит 12000 м².

За данный период, также предусмотрено реконструкция ДК и детского сада (без изменения площади) с подключением к системе центрального ГВС.

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	2013 г.	2017 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, м ²	62683,4	56828,8	58378,2	66378,2

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

Наименование	2013 г.	2017 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, Гкал/ч	5,4701	5,6907	5,7244	6,2339
Административно-бытовые здания, Гкал/ч	1,1548	1,0984	1,0984	1,0984
Общеобразовательные школы и детские дошкольные учреждения, Гкал/ч	1,2211	0,8433	0,8433	0,8433
Объекты здравоохранения, Гкал/ч	0,0866	0,0866	0,0866	0,0866

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

№ пл.	Наименование объекта	Ориентировочный срок вода	Характеристика здания		Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал/год
			объём здания, м3	площадь здания, м2	отопление	ГВС	
1	Жилой 60 квартирный дом по ул. Горячкина, 9	2018-2023	16900	4000	0,3655	0,11	1115
2	Жилой 60 квартирный дом по ул. 6 мкр.	2024-2028	16900	4000	0,3069	0,11	980
3	Жилой 60 квартирный дом по ул. 6 мкр.	2024-2028	16900	4000	0,3069	0,11	980
Всего			50700	12000	0,9793	0,33	3075

3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

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

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Чамзинка 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. Чамзинка, 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. Чамзинка 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-, газо-снабжения 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 элева-

торов 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. Чамзинка

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения

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

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

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

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

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

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

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

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

Общий вид разработанной электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка 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. Чамзинка.

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. 3.1-3.6.

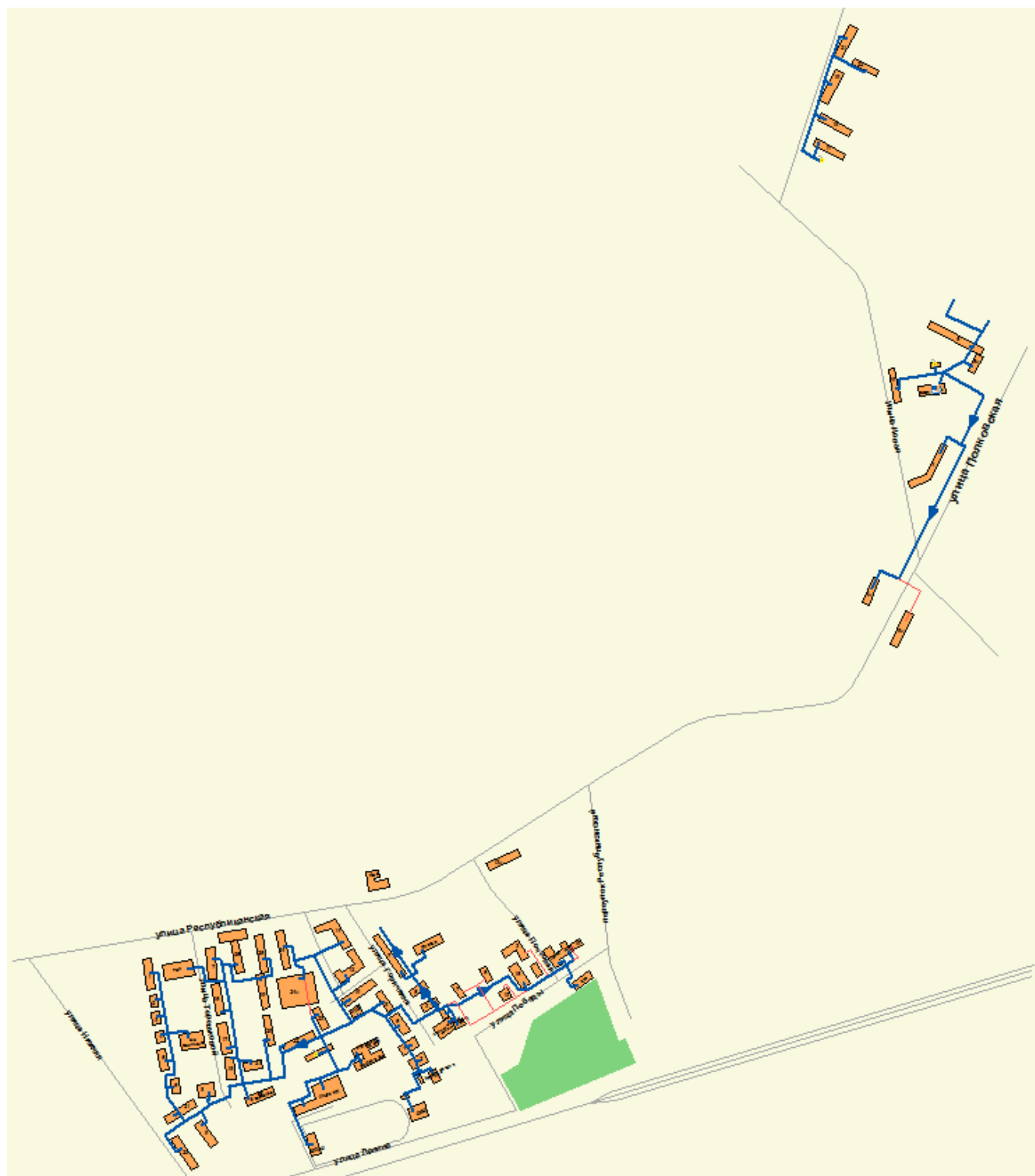


Рисунок 3.1 - Общий вид рабочего экрана электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

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

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м
1	2	3	4	5	6	7	8
ж/д ул. Терешковой, 22	0,1734	6,936	15,536	8,257	14,26	42,12	27,86
ж/д ул. Терешковой, 20	0,1141	4,564	12,921	7,473	13,47	41,73	28,25
д/с ул. Терешковой, 20а	0,0815	3,26	11,272	6,583	12,58	41,28	28,7
ж/д ул. Терешковой, 8	0,1314	5,256	14,529	6,199	12,2	41,09	28,89
ж/д ул. Нижняя, 23	0,1474	5,896	16,559	4,623	10,62	40,3	29,68
ж/д ул. Нижняя, 21	0,1422	5,688	15,596	5,468	11,47	40,72	29,25
ж/д ул. Терешковой, 6	0,0516	2,064	9,655	4,903	10,9	40,44	29,54
ж/д ул. Терешковой, 1	0,0911	3,644	13,558	3,93	9,93	39,95	30,02
ж/д ул. Терешковой, 2	0,0313	1,252	7,875	4,076	10,08	40,02	29,95
ж/д ул. Терешковой, 3	0,0258	1,032	7,129	4,124	10,12	40,05	29,92
ж/д ул. Терешковой, 4	0,0313	1,252	7,822	4,187	10,19	40,08	29,89
ж/д ул. Терешковой, 5	0,0436	1,744	9,115	4,406	10,41	40,19	29,78
д/с ул. Терешковой, 17а	0,0989	3,956	14,027	4,042	10,04	40,01	29,97
ж/д ул. Терешковой, 21	0,0863	3,452	11,494	6,828	12,83	41,4	28,58
ж/д ул. Терешковой, 18	0,0449	1,796	8,331	6,697	12,7	41,34	28,64
ж/д ул. Терешковой, 17	0,1066	4,264	13,03	6,308	12,31	41,14	28,84
ж/д ул. Терешковой, 15	0,0895	3,58	12,288	5,621	11,62	40,8	29,18
ж/д ул. Терешковой, 7	0,1157	4,628	14,486	4,863	10,86	40,42	29,56
ж/д ул. Терешковой, 26	0,1826	7,304	19,228	3,903	9,9	39,94	30,04
ж/д ул. Терешковой, 25	0,1937	7,748	28,037	0,972	6,97	38,47	31,5
РДК ул. Терешковой, 7а	0,2162	8,648	22,539	2,898	8,9	39,43	30,54
Админ здание по ул. Терешковой	0,1821	7,284	17,753	5,341	11,34	40,66	29,32
ж/д ул. Терешковой, 24	0,1694	6,776	17,443	4,96	10,96	40,47	29,51
ж/д ул. Терешковой, 23	0,0668	2,672	9,568	8,518	14,52	42,25	27,73
Лицей №1 ул. Ленина, 18	0,135	5,4	12,719	11,143	17,14	43,57	26,43

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ДЮСШ ул. Ленина, 20	0,0918	3,672	10,908	9,524	15,52	42,76	27,23
ДМШ ул. Ленина, 10	0,0602	2,408	9,431	7,331	13,33	41,66	28,33
ж/д ул. Горячкина, 10	0,1305	5,22	13,584	8,002	14	41,99	27,99
ж/д ул. Горячкина, 14	0,2711	10,844	21,043	5,997	12	40,99	28,99
ж/д ул. Горячкина, 12	0,1631	6,524	15,616	7,157	13,16	41,57	28,41
ж/д ул. Горячкина, 8	0,0885	3,54	11,16	8,08	14,08	42,03	27,95
ж/д ул. Горячкина, 6	0,0707	2,828	10,002	7,99	13,99	41,99	28
ж/д ул. Горячкина, 4	0,0843	3,372	11,03	7,682	13,68	41,83	28,15
ж/д ул. Горячкина, 2	0,068	2,72	9,959	7,52	13,52	41,75	28,23
ж/д ул. Горячкина, 7	0,2645	10,58	19,705	7,425	13,43	41,7	28,28
д/с ул. Республик, 7а	0,0815	3,26	11,498	6,08	12,08	41,03	28,95
ж/д ул. Горячкина, 5	0,0753	3,012	10,616	7,142	13,14	41,56	28,42
ж/д ул. Горячкина, 3	0,0784	3,136	10,675	7,572	13,57	41,78	28,21
Адм. ЧМР ул. Победы, 1	0,2021	8,084	18,484	5,599	11,6	40,79	29,19
МФЦ ул. Победы, 3	0,0383	1,532	7,726	6,586	12,59	41,28	28,7
ж/д ул. Победы, 15	0,1317	5,268	14,686	5,966	11,97	40,97	29,01
Почта России ул. Почтовая, 2	0,0428	1,712	8,79	4,91	10,91	40,44	29,53
Ростелеком ул. Почтовая, 2	0,0784	3,136	12,445	4,1	10,1	40,04	29,94
ЦРБ ул. Победы, 12	0,0866	3,464	12,647	4,691	10,69	40,33	29,64
Гараж (адм. г.п.)	0,008	0,32	3,013	12,431	13,43	41,71	28,28
Адм п/г Чамзинка	0,0697	2,788	10,413	6,611	12,61	41,3	28,68
ж/д ул. Терешковой, 19	0,1729	6,916	20,288	2,823	8,82	39,4	30,57
Гараж (админ.)	0,031	1,24	6,792	7,226	13,23	41,6	28,38
Библиотека ул. Ленина, 12	0,0525	2,1	9,069	6,52	12,52	41,25	28,73
Нач.школа ул. Ленина, 12	0,0818	3,272	11,578	5,957	11,96	40,97	29,01
ж/д ул. Терешковой, 9	0,1875	7,5	17,879	5,505	11,51	40,74	29,24
ДШИ ул. Терешковой, 23а	0,0203	0,812	5,257	8,631	14,63	42,31	27,68
Лицей №1 ул. Ленина, 18	0,135	5,4	12,809	10,833	16,83	43,41	26,58
ж/д ул. Горячкина, 9	0,3655	14,62	24,295	6,135	12,13	41,06	28,92

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

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1	ТУ Кот. №1	15	0,2	Надземная	239,47	1,03	36,24	2,22
ТУ Кот. №1	ТК1	24	0,2	Подземная канальная	219,62	0,94	30,49	2,03
ТК1	ТУ1	68	0,2	Надземная	102,43	0,50	6,66	0,95
ТУ1	ТУ1а	12	0,07	Надземная	6,94	0,10	7,21	0,51
ТУ1а	ж/д ул. Терешковой, 22	38	0,07	Надземная	6,94	0,31	7,21	0,51
ТУ1	т.3	59	0,2	Надземная	95,48	0,42	5,79	0,88
ТУ2	д/с ул. Терешковой, 20а	32	0,05	Надземная	3,26	0,40	11,54	0,51
ТУ2	ТУ3	107	0,15	Надземная	39,30	0,51	4,22	0,63
ТУ3	ж/д ул. Терешковой, 8	24	0,08	Подземная канальная	5,26	0,08	2,36	0,31
ТУ3	ТК	20	0,15	Надземная	34,04	0,08	3,17	0,55
т.2	ж/д ул. Нижняя, 23	110	0,07	Надземная	5,90	0,71	6,08	0,46
т.2	отпай на ж/д №21	15	0,1	Подземная канальная	20,64	0,19	10,86	0,78
отпай на ж/д №21	ж/д ул. Нижняя, 21	30	0,08	Подвальная	5,69	0,09	2,76	0,34
отпай на ж/д №21	ТУ5	63	0,1	Надземная	14,95	0,35	5,15	0,54
ТУ5	ж/д ул. Терешковой, 6	3	0,05	Надземная	2,06	0,02	4,66	0,33
ТУ5	ТУ6	62	0,1	Надземная	12,88	0,26	3,83	0,47
ТУ6	ТУ7	38	0,1	Надземная	11,14	0,12	2,87	0,40
ТУ7	ТУ8	34	0,1	Надземная	5,93	0,03	0,92	0,22
ТУ8	ТУ9	32	0,1	Надземная	4,90	0,02	0,63	0,19
ТУ9	т.1	61	0,08	Надземная	3,64	0,07	1,15	0,22
т.1	ж/д ул. Терешковой, 1	3	0,08	Надземная	3,64	0,01	1,15	0,22
ТУ9	ж/д ул. Терешковой, 2	2	0,05	Надземная	1,25	0,01	1,74	0,20
ТУ8	ж/д ул. Терешковой, 3	2	0,05	Надземная	1,03	0,01	1,19	0,16
ТУ7	ж/д ул. Терешковой, 4	2	0,05	Надземная	1,25	0,01	1,74	0,20
ТУ6	ж/д ул. Терешковой, 5	2	0,05	Надземная	1,74	0,01	3,34	0,28
ТУ7	д/с ул. Терешковой, 17а	53	0,08	Надземная	3,96	0,08	1,35	0,24
ТУ2	ТУ10	33	0,15	Надземная	48,35	0,24	6,38	0,78
ТУ14	ТУ15	20	0,15	Надземная	26,60	0,05	2,09	0,44

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ13	ТУ14	78	0,15	Надземная	35,25	0,30	3,65	0,58
ТУ12	ТУ13	76	0,15	Надземная	38,84	0,36	4,43	0,64
ТУ11	ТУ12	35	0,15	Надземная	43,10	0,20	5,08	0,70
ТУ10	ТУ11	4	0,15	Надземная	44,90	0,05	5,51	0,72
ТУ10	ж/д ул. Терешковой, 21	10	0,07	Надземная	3,45	0,03	2,10	0,27
ТУ11	ж/д ул. Терешковой, 18	15	0,05	Надземная	1,80	0,05	2,86	0,26
ТУ12	ж/д ул. Терешковой, 17	10	0,07	Надземная	4,26	0,04	3,19	0,34
ТУ13	ж/д ул. Терешковой, 15	10	0,07	Надземная	3,58	0,03	2,26	0,28
ТУ15	ж/д ул. Терешковой, 7	10	0,07	Надземная	4,63	0,06	3,76	0,36
ТУ15	ТУ16	31	0,1	Надземная	21,97	0,45	12,31	0,83
ТУ16	ж/д ул. Терешковой, 26	6	0,07	Надземная	7,30	0,09	9,30	0,57
ТУ14	РДК ул. Терешковой, 7а	77	0,07	Надземная	8,65	1,09	13,01	0,68
ТК1	ТК3	15	0,05	Подземная канальная	2,67	0,10	6,28	0,39
отпай на А/з по ул. Терешковой	Админ здание по ул. Терешковой	20	0,08	Подвальная	7,28	0,10	3,96	0,41
ТК5	ж/д ул. Терешковой, 24	5	0,07	Подземная канальная	6,78	0,07	8,01	0,53
ТК3	ж/д ул. Терешковой, 23	24	0,04	Подземная канальная	2,67	0,68	26,36	0,67
ТУ Кот. №1	ТУ1	24	0,125	Надземная	19,85	0,10	3,06	0,48
ТУ1	ТУ26	24	0,125	Надземная	19,85	0,09	3,06	0,48
ТУ26	ТУ28	34	0,1	Надземная	14,47	0,20	5,36	0,55
ТУ28	Лицей №1 ул. Ленина, 18	5	0,08	Надземная	5,40	0,02	2,49	0,32
т.3	ДЮСШ ул. Ленина, 20	39	0,05	Подземная канальная	3,67	0,62	14,63	0,58
ТУ26	т.7	22	0,05	Надземная	5,37	0,71	25,20	0,78
ТУ27	отпай на туалет	10	0,1	Надземная	2,41	0,00	0,16	0,09
ТК9	ж/д ул. Горячкина, 10	8	0,08	Подземная канальная	5,22	0,03	2,04	0,30
ТК1	ТК8	58	0,2	Подземная канальная	114,52	0,54	8,32	1,06
ТК8	ТК9	46	0,125	Подземная канальная	36,66	0,48	9,55	0,85
ТК8	ТК10	12	0,2	Подземная канальная	77,86	0,07	3,86	0,72
ТК11	ж/д ул. Горячкина, 8	12	0,05	Подземная канальная	3,54	0,19	13,60	0,56
ТК11	ТК12	10	0,2	Подземная канальная	73,51	0,06	3,44	0,68
ТК12	ТК13	20	0,1	Подземная канальная	14,44	0,11	4,80	0,52
ТК13	ж/д ул. Горячкина, 6	6	0,05	Надземная	2,83	0,07	8,70	0,45

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TK13	отпай на ж/д №4	41	0,1	Подземная канальная	11,61	0,14	3,11	0,42
отпай на ж/д №4	ж/д ул. Горячкина, 4	5	0,05	Подземная канальная	3,37	0,09	12,35	0,53
отпай на ж/д №4	отпай на ж/д №2	10	0,08	Подземная канальная	8,24	0,07	5,05	0,47
TK12	т.4	98	0,2	Подземная канальная	59,07	0,25	2,23	0,55
т.4	TK14, TK15	47	0,15	Подземная канальная	28,46	0,13	2,39	0,47
TK14, TK15	ТУ ж/д №7	10	0,1	Подземная канальная	10,58	0,05	2,88	0,40
TK14, TK15	д/с ул. Республик, 7а	74	0,05	Надземная	3,26	0,76	9,33	0,47
т.4	ж/д ул. Горячкина, 5	33	0,05	Подземная канальная	3,01	0,36	9,87	0,47
т.4	ж/д ул. Горячкина, 3	10	0,05	Подземная канальная	3,14	0,14	10,69	0,49
т.4	ТУ18	60	0,15	Надземная	24,44	0,11	1,64	0,39
ТУ18	т.5	17	0,08	Надземная	10,86	0,19	9,98	0,65
т.5а	Адм. ЧМР ул. Победы, 1	5	0,05	Надземная	8,08	0,51	70,45	1,27
т.5а	МФЦ ул. Победы, 3	5	0,05	Надземная	1,53	0,02	2,58	0,24
ТУ21	ж/д ул. Победы, 15	10	0,07	Надземная	5,27	0,06	4,18	0,39
ТУ21	ТУ21а	58	0,08	Надземная	8,31	0,31	5,14	0,47
ТУ21а	ТУ22	38	0,08	Надземная	8,31	0,23	5,14	0,47
ТУ22	Почта России ул. Почт., 2	15	0,05	Надземная	1,71	0,05	2,60	0,25
ТУ22	ТУ23	24	0,05	Надземная	3,14	0,22	8,64	0,46
ТУ23	Ростелеком ул. Почт., 2	25	0,05	Надземная	3,14	0,24	8,64	0,46
ТУ22	т. 2	64	0,07	Надземная	3,46	0,15	2,12	0,27
т. 2	ЦРБ ул. Победы, 12	2	0,07	Надземная	3,46	0,01	2,12	0,27
т.8	ТУ27	41	0,07	Надземная	2,41	0,05	1,03	0,19
т.8	Гараж (адм. г.п.)	5	0,032	Надземная	0,32	0,01	1,36	0,13
т.8	Адм п/г Чамзинка	45	0,05	Надземная	2,79	0,42	8,46	0,44
ТУ16	отпай на ж/д № 19	99	0,1	Надземная	14,67	0,58	5,51	0,55
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 19	3	0,07	Подвальная	6,92	0,05	8,34	0,54
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 25	102	0,07	Надземная	7,75	0,98	8,99	0,57
TK9	TK9а	30	0,125	Подземная канальная	31,44	0,24	7,03	0,73
TK9а	ж/д ул. Горячкина, 12	52	0,08	Подземная канальная	6,52	0,21	3,63	0,39
TK9а	TK4а	150	0,125	Подземная канальная	24,91	0,74	4,81	0,60
т.5	т.5а	38	0,08	Надземная	9,62	0,31	7,84	0,57

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
т.5	Гараж (админ.)	5	0,05	Надземная	1,24	0,01	1,70	0,20
ТУ2	Библиотека ул. Ленина, 12	5	0,05	Подземная канальная	2,10	0,04	4,82	0,33
ТУ2	Нач.школа ул. Ленина, 12	25	0,05	Подземная канальная	3,27	0,32	11,63	0,52
ТУ28	ТУ29	62	0,1	Надземная	9,07	0,16	2,12	0,34
ТК4	отпай на А/з по ул. Терешковой	26	0,08	Подземная канальная	7,28	0,13	3,96	0,41
ТК	т.2	35	0,15	Надземная	26,54	0,08	1,94	0,43
ТК	ж/д ул. Терешковой, 9	30	0,07	Подземная канальная	7,50	0,35	9,80	0,59
отпай на туалет	ДМШ ул. Ленина, 10	52	0,1	Надземная	2,41	0,01	0,16	0,09
ТК10	ТК11	45	0,2	Подземная канальная	77,05	0,20	3,78	0,71
ТК10	ДШИ ул. Терешковой, 23а	12	0,032	Подземная канальная	0,81	0,11	8,51	0,33
ТК4а	ж/д ул. Горячкина, 14	50	0,125	Подземная канальная	10,85	0,05	0,93	0,26
ТУ ж/д №7	ж/д ул. Горячкина, 7	5	0,1	Подвальная	10,58	0,03	2,88	0,40
ТК21	ТУ2	13	0,05	Подземная канальная	5,37	0,48	31,19	0,85
т.7	ТК21	40	0,05	Надземная	5,37	1,32	31,20	0,85
ТУ29	т.3	42	0,08	Надземная	3,67	0,06	1,16	0,22
ТУ29	Лицей №1 ул. Ленина, 18	5	0,08	Надземная	5,40	0,02	2,49	0,32
ТК24	ж/д ул. Терешковой, 20	54	0,07	Надземная	4,56	0,22	3,65	0,36
т.3	ТУ2	70	0,2	Надземная	90,92	0,44	5,25	0,84
т.3	ТК24	38	0,07	Надземная	4,56	0,16	3,66	0,36
ТК14, ТК15	ж/д ул. Горячкина, 9	125	0,1	Подземная канальная	14,62	0,73	5,47	0,55
отпай на ж/д №2	ж/д ул. Горячкина, 2	10	0,05	Подземная канальная	2,72	0,10	8,06	0,43
отпай на ж/д №2	т.8	55	0,08	Подземная канальная	5,52	0,14	2,28	0,31
ТК4	ТК5	45	0,07	Подземная канальная	6,78	0,35	6,88	0,50
ТК4а	ТК4	26	0,1	Подземная канальная	14,06	0,16	4,56	0,51
ТУ18	ТУ21	180	0,1	Подземная канальная	13,59	0,78	4,25	0,49

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

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м
Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	0,0575	2,3	10,533	4,297	10,3	36,15	25,85
ж/д ул. Микрорайон-6, 4	0,1601	6,404	18,381	3,593	9,59	35,79	26,2
ж/д ул. Дальняя, 4а	0,0909	3,636	15,176	2,492	8,49	35,24	26,75
ж/д ул. Микрорайон-6, 5	0,2176	8,704	21,464	3,57	9,57	35,78	26,21
ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	0,1225	4,9	15,73	3,922	9,92	35,96	26,04
ж/д ул. Микрорайон-6, 10	0,1589	6,356	18,679	3,318	9,32	35,66	26,34
ж/д ул. Микрорайон-6	0,3069	12,276	28,159	2,397	8,4	35,19	26,8
ж/д ул. Микрорайон-6	0,3069	12,276	37,181	0,789	6,79	34,39	27,6

Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №2 развития тепловых сетей на период до 2028 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 №2	т.1	26	0,15	Надземная	56,87	0,29	9,459	0,942
т.1	ТК1	35	0,15	Надземная	50,5121	0,296	7,468	0,837
ТК1	Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	44	0,05	Подземная канальная	2,3002	0,267	5,776	0,362
ТК1	ТК1.1	90	0,1	Подземная канальная	10,0471	0,23	2,337	0,364
ТК2	ж/д ул. Микрорайон-6, 4	23	0,08	Подземная канальная	6,4043	0,095	3,497	0,382
ТК2	ТК5	272	0,07	Подземная канальная	3,6389	0,56	2,006	0,269
ТК5	ж/д ул. Дальняя, 4а	34	0,07	Подземная канальная	3,6363	0,087	2,33	0,285
ТК1	ТК3	80	0,15	Подземная канальная	38,1634	0,356	3,984	0,615
ТК3	ж.д.№5	20	0,125	Подземная канальная	33,2597	0,217	7,864	0,772
ТК3	ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	20	0,07	Подземная канальная	4,9002	0,099	4,207	0,384
т.1	ТК8	60	0,07	Надземная	6,3568	0,386	6,062	0,471
ТК8а	ж/д ул. Микрорайон-6, 10	10	0,05	Подземная канальная	6,356	0,536	43,613	1,001
ТК8	ТК8а	20	0,07	Подземная канальная	6,3562	0,132	6,061	0,471
ТК1.1	ТК2	118	0,1	Подземная канальная	10,0454	0,295	2,336	0,364
ТК1.2	ж/д ул. Микрорайон-6	30	0,08	Подземная канальная	12,2764	0,383	11,166	0,696
ж.д.№5	ж/д ул. Микрорайон-6, 5	5	0,08	Подземная канальная	8,7041	0,059	6,431	0,519
ж.д.№5	ТК1.2	50	0,125	Подземная канальная	24,5551	0,263	4,299	0,57
ТК1.2	ж/д ул. Микрорайон-6	100	0,08	Подземная канальная	12,2772	1,189	11,168	0,696

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №3 развития тепловых сетей на период до 2028 г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м
ж/д ул. Микрорайон-6, 22	0,1014	4,056	17,123	1,914	7,91	33,95	26,04
ж/д ул. Микрорайон-6, 17	0,1451	5,804	17,913	3,272	9,27	34,64	25,36
ж/д ул. Микрорайон-6, 21	0,0996	3,984	16,722	2,03	8,03	34,01	25,98
ж/д ул. Микрорайон-6, 18	0,0655	2,62	12,364	2,937	8,94	34,47	25,53
ж/д ул. Микрорайон-6, 19	0,102	4,08	16,378	2,314	8,31	34,15	25,84

Таблица 3.6 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №3 развития тепловых сетей на период до 2028 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 №3	ТК12	10	0,1	Надземная	20,55	0,168	10,771	0,776
ТК12	ТК17	64	0,1	Подземная канальная	14,7456	0,349	5,006	0,535
ТК12	ж/д ул. Микрорайон-6, 17	30	0,07	Подземная канальная	5,8043	0,197	5,887	0,455
ТК16	ж/д ул. Микрорайон-6, 19	10	0,07	Подземная канальная	4,0801	0,039	2,926	0,32
ТК16	ТК18а	85	0,1	Подземная канальная	8,0428	0,132	1,504	0,292
ТК17	ж/д ул. Микрорайон-6, 18	10	0,07	Подземная канальная	2,6201	0,016	1,219	0,206
ТК17	ТК16	74	0,1	Подземная канальная	12,1243	0,289	3,771	0,458
ТК18	ж/д ул. Микрорайон-6, 21	12	0,07	Подземная канальная	3,9841	0,043	2,791	0,313
ТК18а	ж/д ул. Микрорайон-6, 22	70	0,08	Надземная	4,0568	0,108	1,416	0,242
ТК18а	ТК18	14	0,1	Подземная канальная	3,9844	0,006	0,377	0,145

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 2018-2023г.г., 2024-2028г.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 котельных, задействованных в схеме теплоснабжения приведены в таблице 4.1. За рассматриваемый период прироста тепловых нагрузок не планируется.

Таблица 4.1 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2017 г.	Тепловая нагрузка период 2018-2023г.
1	Котельная №1	6,7478	6,6598
2	Котельная №2	1,7367	1,1365
3	Котельная №3	0	0,5136
4	Котельная по ул. Большая, 2а	0,0636	0,0636
5	Котельная по ул. Большая, 12	0,0281	0,0281
6	Котельная по ул. Мира, 3	0,0313	0,0313
7	Котельная по ул. Мира, 7	0,0483	0,0484
8	Котельной по ул. Республиканская, 13а	0	0,1418
9	Котельной по ул. Республиканская, 24	0	0,2164
	Всего	8,6558	8,8395

Таблица 4.2 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия теплоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	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 №1	6,45	6,6598	0,021	0,3366	-0,57
2	Котельная №2	2,98	1,1365	0,009	0,219	1,62
3	Котельная №3	0,86	0,5136	0,005	0,15	0,19
4	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,0636	0,001	0	0,08
5	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,0281	0,001	0	0,12
6	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,0313	0,001	0	0,08
7	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,0484	0,001	0	0,03
8	Котельной по ул. Республиканская, 13а	0,17	0,1418	0,001	0	0,03
9	Котельной по ул. Республиканская, 24	0,26	0,2164	0,002	0	0,04
	Итого	11,20	8,8395	0,0422	0,7056	1,6087

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 г.п. Чамзинка, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Прогнозируемые к 2028 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Базовая нагрузка на 2023 г.	Базовая нагрузка на 2024-2028 г.г.
1	Котельная №1	6,66	6,56
2	Котельная №2	1,14	1,95
3	Котельная №3	0,51	0,51
4	Котельная по ул. Большая, 2а	0,06	0,06
5	Котельная по ул. Большая, 12	0,03	0,03
6	Котельная по ул. Мира, 3	0,03	0,03
7	Котельная по ул. Мира, 7	0,05	0,05
8	Котельной по ул. Республиканская, 13а	0,14	0,14
9	Котельной по ул. Республиканская, 24	0,22	0,22
	Всего	8,84	9,549

Таблица 4.4 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2028 г. при развитии систем теплоснабжения

№	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 №1	6,45	6,56	0,021	0,3366	-0,46
2	Котельная №2	2,98	1,95	0,009	0,219	0,80
3	Котельная №3	0,86	0,51	0,005	0,15	0,19
4	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,06	0,001	0	0,08
5	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,03	0,001	0	0,12
6	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,03	0,001	0	0,08
7	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,05	0,001	0	0,03
8	Котельной по ул. Республиканская, 13а	0,17	0,14	0,001	0	0,03
9	Котельной по ул. Республиканская, 24	0,26	0,22	0,002	0	0,04
	Всего	11,20	9,55	0,04	0,71	0,90

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

Значения резервов (дефицит) тепловой мощности источников теплоснабжения г.п. Чамзинка 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. Чамзинка

Наименование варианта развития	Резерв(+)/Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч		
	2017 г.	2023 г.	2028 г.
в т.ч. на котельных, задействованных в схеме теплоснабжения	0,43	1,61	0,90

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

5 Перспективные балансы водоподготовительных установок

5.1 Общие положения

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

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

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

5.2 Перспективные объемы теплоносителя

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

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

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

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

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

5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

В настоящее время всех котельных г.п. Чамзинка имеются водоподготовительные установки. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельных №1 и №2 установлено оборудование химводоподготовки в состав которого входят систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п.Чамзинка. В состав которой оборудования химводоподготовки 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 актуализации схемы теплоснабжения планируется строительство трех новых котельных, а именно котельная №3, а также котельная расположенная по ул. Республиканская, 13а и ул. Республиканская, 24 в результате чего произойдет увеличение установленной мощности в данных котельных, а также количества новых ВПУ расположенных во вновь построенных котельных. Баланс теплоносителя с учетом новых котельных приведен по годам в табл.5.1.

5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети

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

Таблица 5.1 – Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Зона действия котельной №1 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	1793,30	1634,24	1634,24	1634,24	1634,24	1634,24	1634,24	1304,39	1304,39	1304,39	1304,39	1304,39
на пусковое заполнение	тонн/год	186,33	168,16	168,16	168,16	168,16	168,16	168,16	132,92	132,92	132,92	132,92	132,92
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	1606,97	1466,09	1466,09	1466,09	1466,09	1466,09	1466,09	1171,48	1171,48	1171,48	1171,48	1171,48
Зона действия котельной №2 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	838,37	283,53	283,53	283,53	283,53	283,53	283,53	387,63	387,63	387,63	387,63	387,63
на пусковое заполнение	тонн/год	82,78	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29	24,29	33,63	33,63	33,63	33,63	33,63
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	755,59	259,25	259,25	259,25	259,25	259,25	259,25	354,00	354,00	354,00	354,00	354,00
Зона действия котельной №3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год			72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33	72,33
на пусковое заполнение	тонн/год			7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год			64,60	64,60	64,60	64,60	64,60	64,60	64,60	64,60	64,60	64,60
Зона действия котельной по ул. Большая, 2а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год												
Зона действия котельной по ул. Большая, 12 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год												
Зона действия котельной по ул. Мира, 3 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год												

Продолжение табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Зона действия котельной по ул. Мира, 7 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечка-ми	тонн/год												
Зона действия котельной по ул. Республиканская, 13а ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечка-ми	тонн/год												
Зона действия котельной по ул. Республиканская, 24 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»													
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год												
на пусковое заполнение	тонн/год												
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечка-ми	тонн/год												

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 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2018 до 2023 г.г.

На анализируемый период планируется техническое перевооружение котельных №1 и №2 в 2020 г. Данное мероприятие заключается в глубокой утилизации тепла уходящих газов котлоагрегатов в перечисленных котельных, на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегатов. Цель данного мероприятия является снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии в сеть, позволит повысить фактический КПД в среднем на 4-8 %, снизить затраты на ХВО и увеличения межремонтного периода котлоагрегатов (снижение эксплуатационных расходов).

Очистку теплопередающих поверхностей котлоагрегатов от отложений периодически производят гидравлическим способом с применением химических реагентов. В процессе эксплуатации осуществляется непрерывная подготовка подпиточной воды. Затраты связанные с данными работами составляет существенную долю в НВВ котельной.

При этом в условиях суточной неравномерности отопительной нагрузки не обеспечиваются

настроенные режимы горения в котлоагрегатах и происходит существенное увеличение затрат. В частности это приводит к существенному росту потерь тепловой энергии с дымовыми газами, КПД котлоагрегатов существенно снижается.

Предлагаемая схема предусматривает охлаждение дымовых газов до температуры 60-70 °С в конденсационном теплообменнике. Тепловая энергия направляется на нагрев исходной воды системы ГВС и теплоносителя обратного трубопровода. Циркуляция теплоносителя будет осуществляться в импульсном режиме повышая коэффициент теплопередачи. При этом одновременно и непрерывно второй контур импульсной циркуляции проходит через неработающий в данный момент котлоагрегат проводя гидродинамическую очистку.

К числу отдельных работ (монтажных и т.д.) при реализации данного проекта относится:

1. Закупка необходимого оборудования.
2. Монтаж отводных и обводных газоходов, теплообменного оборудования.
3. Монтаж трубопроводов и узлов обвязки контуров с импульсным режимом циркуляции теплоносителя.
4. Наладка установленного оборудования.

Реализация данного проекта в СЦТ от котельных №1, 2 позволит при капитальных вложениях в 3076 тыс. руб. снизить расход топлива на 221,2 тыс. м³ на сумму 1286,7 тыс. руб.

Также кроме реконструкции котельных №1 и №2, в актуализированной схеме теплоснабжения предлагается строительство трех новых котельных: котельная №1, котельная по ул. Республиканская 13а и котельная по ул. Республиканская, 24.

По каждой СЦТ капитальные затраты представлены в табл. 6.5.

Таблица 6.5 – Капитальные затраты по СЦТ

Наименование оборудования и работ	Год ввода	Количество, шт.	Стоимость ед., руб.	Итого стоимость, руб.
1	2	3	4	5
СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка				
Объем и стоимость материалов реконструкции			300000	300000
Стоимость теплообменника		10	70000	700000
Стоимость регулировочной арматуры и узла генерации импульсного режима		1	120000	120000
Монтажные работы				261000
Прочие работы и затраты				435000
Всего по СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка с НДС				1816000
СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка				
Объем и стоимость материалов реконструкции			250000	250000
Стоимость теплообменника		5	70000	350000
Стоимость регулировочной арматуры и узла генерации импульсного режима		1	100000	100000
Монтажные работы				210000
Прочие работы и затраты				350000
Всего по СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка с НДС				1260000
СЦТ от котельной №3 п. Чамзинка				
Строительство БМК-1МВт	2019г.	1	4800000	4800000
Всего по СЦТ от котельной №3 п. Чамзинка с НДС				4800000

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4	5
СЦТ от котельной по ул. Республиканская 13а п. Чамзинка				
Строительство БМК-0,2МВт	2018г.	1	2524000	2524000
Всего по СЦТ от котельной ул. Республиканская 13а п. Чамзинка				2524000
СЦТ от котельной по ул. Республиканская, 24 п. Чамзинка				
Строительство БМК-0,3МВт	2018г.	1	2604000	2604000
Всего по СЦТ от котельной ул. Республиканская 24 п. Чамзинка				2604000
ИТОГО				13004000

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.

Финансовые потребности с учетом актуализации в реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за весь период с 2018 до 2028 г.г. составят 13004,0 млн.руб. без учета НДС и непредвиденных расходов.

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 истощением 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. Чамзинка. Согласно результатам обсуждения вариантов развития схемы теплоснабжения с теплоснабжающей организацией и администрацией городского поселения выбран наиболее предпочтительный 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 данному варианту.

Более детальная и подробная классификация групп проектов представлена ниже.

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

Согласно данному варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Чамзинка предусматривается подключение перспективной нагрузки к котельной №1 и №2. Подключение перспективной нагрузка г.п. Чамзинка: жилого 60 квартирного дома по ул. Горячкина, 9; двух жилых 60 квартирных домов по ул. бмкр, а также реконструкция ДК и детского сада «Солнышко» формируют следующий объем работ:

По СЦТ от котельной №1

- строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК15 до ж/д ул. Горячкина, 9 протяженностью 125 м подземного типа исполнения соответственно Ду100 – сети отопления и Ду70/40 – сети ГВС;

- строительство сети ГВС от ТУ2а до Детский сад «Солнышко» протяженностью 116 м подземного типа исполнения соответственно Ду50/25;

- строительство сети ГВС от Детский сад «Солнышко» до ДК протяженностью 126 м подземного типа исполнения соответственно Ду40/25.

По СЦТ от котельной №2

- реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТК1 до ТК3 протяженностью 80 м подземного канального типа исполнения сети отопления с Ду100 на Ду150, сети ГВС с Ду70/40 на Ду100/70;

- реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТК3 до ж/д №5 протяженностью 20 м подземного канального типа исполнения сети отопления с Ду80 на Ду125, сети ГВС с Ду70/40 на Ду100/70;

- строительство квартального участка теплосети от ж/д №5 до ТК1.2 протяженностью 50 м подземного канального типа исполнения сети отопления Ду125, сети ГВС Ду80/50;

- строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д ул. 6 мкр. протяженностью 30 м подземного типа исполнения соответственно Ду80 – сети отопления и Ду70/40 – сети ГВС;

- строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д ул. 6 мкр. протяженностью 100 м подземного типа исполнения соответственно Ду80 – сети отопления и Ду70/40 – сети ГВС.

Суммарная протяженность теплосети введенных в эксплуатацию составляет 1052 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 492 м. Данный объем работ предусмотрен в период строительства жилых домов – 2018-2028 г.г.

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 14358,57 тыс. руб. в т.ч. по СЦТ от котельной №1 5453,947 тыс. руб. Согласно проекту период реализации мероприятий до 2028 г.

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

Мероприятия	Характеристики
СЦТ от котельной №1 с 2017 г. до 2023 г.	
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК15 до ж/д ул. Горячкина, 9	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, Ду70/40, изоляция ППУ
2. Строительство сети ГВС от ТУ2а до Детский сад «Солнышко»	Сети ГВС: длина 116 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду50/25, изоляция ППУ
3. Строительство сети ГВС от Детский сад «Солнышко» до ДК	Сети ГВС: длина 126 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду40/25, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №2 с 2024 г. до 2028 г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТК1 до ТК3	Сети отопления: длина 80 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 80 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТК3 до ж/д №5	Сети отопления: длина 20 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 20 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППУ
3. Строительство квартального участка теплосети от ж/д №5 до ТК1.2	Сети отопления: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППУ
4. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д (пл.1) ул. 6 мкр.	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ
4. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д (пл.2) ул. 6 мкр.	Сети отопления: длина 100 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
	Сети ГВС: длина 100 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/40, 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	8
СЦТ от котельной №1 с 2017 г. до 2023 г.							
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК15 до ж/д ул. Горячкина, 9	Сети отопления: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	2439,896	Новое строительство	подземная	0,125	100	2067,71
	Сети ГВС: длина 125 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ	1232,573	Новое строительство	подземная	0,125	70/40	1044,55
2. Строительство сети ГВС от ТУ2а до Детский сад «Солнышко»	Сети ГВС: длина 116 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду50/25, изоляция ППУ	953,189	Новое строительство	подземная	0,116	50/25	807,79
3. Строительство сети ГВС от Детский сад «Солнышко» до ДК	Сети ГВС: длина 126 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду40/25, изоляция ППУ	828,289	Новое строительство	подземная	0,126	40/25	701,94
Всего		5453,947			0,492		4621,99
СЦТ от котельной №2 с 2024 г. до 2028 г.							
1. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТК1 до ТК3	Сети отопления: длина 80 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	1835,248	Новое строительство	подземная	0,080	150	1555,29
	Сети ГВС: длина 80 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППУ	1314,744	Новое строительство	подземная	0,080	100/70	1114,19

Продолжение табл. 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТКЗ до ж/д №5	Сети отопления: длина 20 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	409,260	Новое строительство	подземная	0,020	125	346,83
	Сети ГВС: длина 20 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППУ	328,686	Новое строительство	подземная	0,020	100/70	278,55
3. Строительство квартального участка теплосети от ж/д №5 до ТК1.2	Сети отопления: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду125, изоляция ППУ	1023,150	Новое строительство	подземная	0,050	125	867,08
	Сети ГВС: длина 50 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППУ	575,201	Новое строительство	подземная	0,050	80/50	487,46
4. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д (пл.1) ул. 6 мкр.	Сети отопления: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	493,029	Новое строительство	подземная	0,030	80	417,82
	Сети ГВС: длина 30 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ	295,817	Новое строительство	подземная	0,030	70/40	250,69
4. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТК1.2 до ж/д (пл.2) ул. 6 мкр.	Сети отопления: длина 100 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	1643,430	Новое строительство	подземная	0,100	80	1392,74
	Сети ГВС: длина 100 м, подземного (непроходной канал) 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ	986,058	Новое строительство	подземная	0,100	70/40	835,64
Всего		8904,623			0,560		7546,29
Итого		14358,570			1,052		12168,28

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 рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных, так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Кроме того в данном проекте представлены участки теплосети необходимые для строительства при оптимизации трассировки. Реестр данных участков по годам их реконструкции представлен в табл. 7.3.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей и оптимизации трассировки теплосети формируют проект №2 и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки, включает в том числе и вводные участки. Согласно таблице 7.3 протяженность теплосети в двухтрубном исчислении составляет 2094 м. Реализация данного мероприятия запланирована на период 2018-2028 г.г.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 32583,22 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 21923,8 тыс. руб. с НДС. Отдельно по каждому мероприятию проекта №2 представлена в табл. 7.4.

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

Мероприятия	Характеристики
1	2
СЦТ от котельной №1 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ26 до т.7	длина 25 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.7 до т.15 (нач. школа)	длина 53 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК13	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК13 до ж/д №4	длина 41 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №4 до ж/д №2 - т.8	длина 65 м, подземная 2-х трубная, с Ду50 на Ду80, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ж/д №22 ул. Терешкова	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ11 до ж/д №18	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ДК	длина 77 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до ж/д №26	длина 6 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №19 до ж/д №25	длина 102 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
11. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от ТК4 до ТК4а	длина 26 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК15 до детский сад	длина 74 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ

Продолжение табл. 7.3

1	2
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ж/д №15 ул. Победы	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ТУ22	длина 58 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТУ23	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ
16. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТК17	длина 64 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППУ
17. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до АТС	длина 13 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №1 с 2024-2028 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ2 до ТУ3	длина 107 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до т.2 (ТУ4)	длина 55 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №21 до ТУ5	длина 78 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ТУ6	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ6 до ТУ7	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ2 до ТУ10	длина 33 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10 до ТУ11 до ТУ12	длина 39 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ
8. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от ТУ18 до ТУ21	длина 180 м, подземная 2-х трубная Ду100, изоляция ППУ
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК8 до ТК9 до ТК9а	длина 46 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППУ
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК9 до ж/д №10 ул. Горячкина	длина 8 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до адм. зд. Ул. Терешковой, 24а	длина 26 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду80, изоляция ППУ
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до ТК5	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППУ
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК3	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду50, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №2 с 2018-2023 г.г.	
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.1 до ТК8 до ТК8а	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ

Продолжение табл. 7.3

1	2
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК2	длина 208 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до ТК5	длина 272 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №3 с 2018-2023 г.г.	
1. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №3 до ТК12	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК17	длина 64 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 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 №1 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ26 до т.7	длина 25 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	284,24	надземная	0,025	50	240,88
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.7 до т.15 (нач. школа)	длина 53 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	602,59	надземная	0,053	50	510,67
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК13	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	390,38	подземная	0,020	100	330,83
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК13 до ж/д №4	длина 41 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду100, изоляция ППУ	800,29	подземная	0,041	100	678,21
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №4 до ж/д №2 - т.8	длина 65 м, подземная 2-х трубная, с Ду50 на Ду80, изоляция ППУ	1068,23	подземная	0,065	80	905,28
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ж/д №22 ул. Терешкова	длина 50 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	600,06	надземная	0,050	70	508,53
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ11 до ж/д №18	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППУ	221,86	подземная	0,015	50	188,02
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ДК	длина 77 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	924,10	надземная	0,077	70	783,13

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до ж/д №26	длина 6 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	72,01	надземная	0,006	70	61,02
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №19 до ж/д №25	длина 102 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	1224,13	надземная	0,102	70	1037,40
11. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от ТК4 до ТК4а	длина 26 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	507,50	подземная	0,026	100	430,08
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК15 до детский сад	длина 74 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	1155,33	подземная	0,074	70	979,09
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ж/д №15 ул. Победы	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	120,01	надземная	0,010	70	101,71
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ТУ22	длина 58 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	732,71	надземная	0,058	80	620,94
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТУ23	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППУ	272,87	надземная	0,024	50	231,25
16. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТК17	длина 64 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППУ	999,21	подземная	0,064	70	846,78
17. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до АТС	длина 13 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППУ	147,80	надземная	0,013	50	125,26
Всего		10123,31		0,723		8579,08

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №1 с 2024-2028 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ2 до ТУ3	длина 107 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	1710,01	надземная	0,107	150	1449,16
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до т.2 (ТУ4)	длина 55 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	878,98	надземная	0,055	150	744,90
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ж/д №21 до ТУ5	длина 78 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	1119,16	надземная	0,078	100	948,44
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ТУ6	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	889,59	надземная	0,062	100	753,89
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ6 до ТУ7	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	545,23	надземная	0,038	100	462,06
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ2 до ТУ10	длина 33 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	527,39	надземная	0,033	150	446,94
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ10 до ТУ11 до ТУ12	длина 39 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППУ	623,28	надземная	0,039	150	528,20
8. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от ТУ18 до ТУ21	длина 180 м, подземная 2-х трубная Ду100, изоляция ППУ	3513,45	подземная	0,180	100	2977,50
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК8 до ТК9 до ТК9а	длина 46 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППУ	694,44	надземная	0,046	125	588,50
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК9 до ж/д №10 ул. Горякина	длина 8 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППУ	101,06	надземная	0,008	80	85,65

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до адм. зд. Ул. Терешковой, 24а	длина 26 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду80, изоляция ППУ	427,29	подземная	0,026	80	362,11
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК4 до ТК5	длина 50 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППУ	600,06	надземная	0,050	70	508,53
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК3	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду50, изоляция ППУ	170,54	надземная	0,015	50	144,53
Всего		11800,49		0,737		10000,41
СЦТ от котельной №2 с 2018-2023 г.г.						
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.1 до ТК8 до ТК8а	длина 80 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППУ	960,10	надземная	0,080	70	813,64
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК2	длина 208 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППУ	4059,99	подземная	0,208	100	3440,67
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до ТК5	длина 272 м, подземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППУ	4246,62	подземная	0,272	70	3598,83
Всего		9266,71		0,560		7853,14
СЦТ от котельной №3 с 2018-2023 г.г.						
1. Строительство участка тепловой сети (оптимизация трассировки теплосети) от Кот. №3 до ТК12	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	143,48	надземная	0,010	100	121,60
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК12 до ТК17	длина 64 м, подземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду100, изоляция ППУ	1249,23	подземная	0,064	100	1058,67
Всего		1392,71		0,074		1180,26
Итого		32583,22		2,094		27612,90

7.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекладки). Тепловые сети, не увлеченные в проекты №1 и №2 практически за период 2018-2028 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на период 2024-2028 г.г. разработан проект по реконструкции данных тепловых сетей. Участки и их характеристики представлены в табл. 7.5.

Согласно данной таблице протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 1089 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №2 – 302 м. Капитальные вложения составят 16756,95 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №2 – 4225,26 тыс. руб. с НДС.

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

Мероприятия	Характеристики
1	2
СЦТ от котельной №1	
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №4	длина 2 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до Д/сад	длина 53 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ6 до ж/д №5	длина 2 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ5 до ж/д №6	длина 3 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
5. Реконструкция участка тепловой сети от т.2 до ж/д №21	длина 1 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
6. Реконструкция участка тепловой сети от т.2 до ж/д №23	длина 110 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
7. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ3 до ж/д №8	длина 24 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
8. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ3 до ж/д №9	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
9. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ2 до Детский сад	длина 32 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
10. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ10 до ж/д №21	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
11. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ12 до ж/д №17	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
12. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ13 до ТУ14	длина 78 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ
13. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ13 до ж/д №15	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
14. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ14 до ТУ15	длина 20 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ

Продолжение табл. 7.5

1	2
15. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ15 до ж/д №7	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
16. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ15 до ТУ16	длина 31 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ
17. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ16 до ж/д №19	длина 99 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ
18. Реконструкция участка тепловой сети от т.3 до ТУ17	длина 38 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
19. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д №20	длина 54 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ
20. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ТК10 до ТК11	длина 57 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ
21. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТК12	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ
22. Реконструкция участка тепловой сети от т.4 до ж/д №5	длина 33 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
23. Реконструкция участка тепловой сети от т.4 до ж/д №3	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ
24. Реконструкция участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №6	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ
25. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ18 до Администрация	длина 55 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
СЦТ от котельной №2	
1. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до т.12	длина 202 м, подземная 2-х трубная, Ду25/25, изоляция ППУ
2. Реконструкция участка сети ГВС от т.12 до ТК5	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППУ
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д №5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ
4. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ж/д №5а	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ

Таблица 7.6 – 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.
1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной №1						
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №4	длина 2 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	22,74	надземная	0,002	50	19,27
2. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до Д/сад	длина 53 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	871,02	подземная	0,053	80	738,15
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ6 до ж/д №5	длина 2 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	29,58	подземная	0,002	50	25,07
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ5 до ж/д №6	длина 3 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	44,37	подземная	0,003	50	37,60
5. Реконструкция участка тепловой сети от т.2 до ж/д №21	длина 1 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	16,43	подземная	0,001	80	13,93
6. Реконструкция участка тепловой сети от т.2 до ж/д №23	длина 110 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	1717,38	подземная	0,110	70	1455,41
7. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ3 до ж/д №8	длина 24 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	394,42	подземная	0,024	80	334,26

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7
8. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ3 до ж/д №9	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	468,38	подземная	0,030	70	396,93
9. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ2 до Детский сад	длина 32 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	363,83	надземная	0,032	50	308,33
10. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ10 до ж/д №21	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	120,01	надземная	0,010	70	101,71
11. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ12 до ж/д №17	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	120,01	надземная	0,010	70	101,71
12. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ13 до ТУ14	длина 78 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	1246,55	надземная	0,078	150	1056,40
13. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ13 до ж/д №15	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	120,01	надземная	0,010	70	101,71
14. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ14 до ТУ15	длина 20 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППУ	319,63	надземная	0,020	150	270,87
15. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ15 до ж/д №7	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	120,01	надземная	0,010	70	101,71
16. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ15 до ТУ16	длина 31 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	444,80	надземная	0,031	100	376,95
17. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ16 до ж/д №19	длина 99 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППУ	1420,48	надземная	0,099	100	1203,79

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7
18. Реконструкция участка тепловой сети от т.3 до ТУ17	длина 38 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	456,05	надземная	0,038	70	386,48
19. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д №20	длина 54 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППУ	843,08	подземная	0,054	70	714,47
20. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ТК10 до ТК11	длина 57 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	1513,53	подземная	0,057	200	1282,65
21. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТК12	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППУ	265,53	подземная	0,010	200	225,03
22. Реконструкция участка тепловой сети от т.4 до ж/д №5	длина 33 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	488,10	подземная	0,033	50	413,64
23. Реконструкция участка тепловой сети от т.4 до ж/д №3	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППУ	147,91	подземная	0,010	50	125,35
24. Реконструкция участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №6	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	73,95	подземная	0,005	50	62,67
25. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ18 до Администрация	длина 55 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	903,89	подземная	0,055	80	766,01
Всего		12531,69		0,787		10620,08
СЦТ от котельной №2						
1. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до т.12	длина 202 м, подземная 2-х трубная, Ду25/25, изоляция ППУ	2,66	подземная	0,202	25/25	2250,66

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7
2. Реконструкция участка сети ГВС от т.12 до ТК5	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППУ	1,09	подземная	0,070	70/70	926,17
3. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д №5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППУ	0,33	подземная	0,020	80	278,55
4. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ж/д №5а	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70/40, изоляция ППУ	0,15	подземная	0,010	70/40	125,35
Всего		4,23		0,302		3581
Итого		12535,92		1,089		14201

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 п.г.т. Чамзинка выбранного в качестве рекомендованного варианта развития системы теплоснабжения.

Для расчета выработки тепловой энергии, потребления топлива на котельных ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельных г.п.Чамзинка 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. Чамзинка или строительством новых современных котельных. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено на рис.8.1 и в табл. 8.1.

Прирост и снижение потребления топлива по отношению к уровню 2017 года составит:

- к 2023 году – произойдет снижение валового расхода топлива, 0,04 тыс. т.у.т.;
- к 2028 году – произойдет увеличение валового расхода топлива 0,19 тыс.т.у.т.;

Таким образом, наибольшее снижение потребления топлива за период 2017-2028 г.г. ожидается в первом периоде 2018-2023 г.г. и связано с ведением в 2020г. мероприятий по установке теплоутилизаторов в котельных №1 и №2.

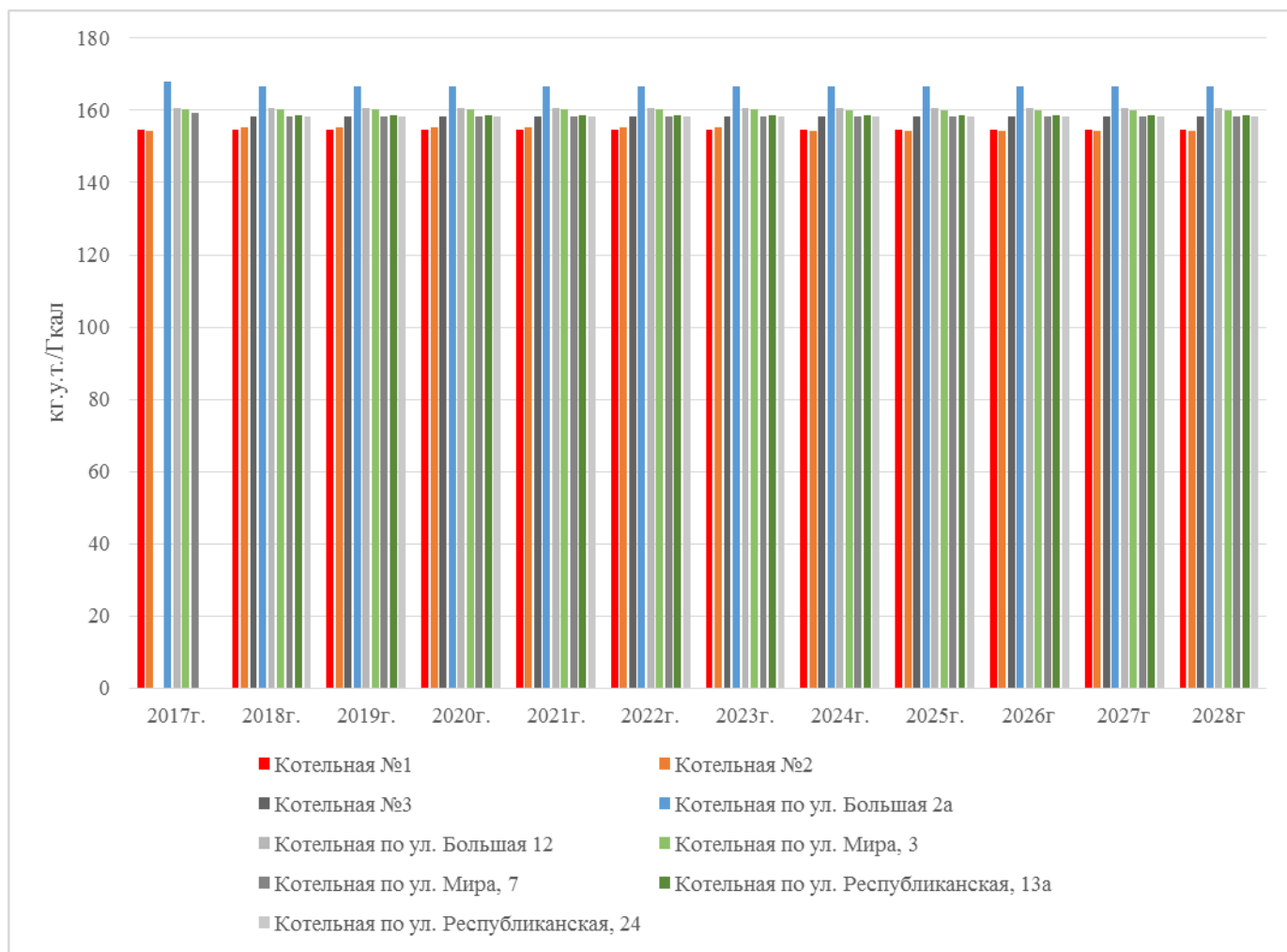


Рисунок 8.1-Динамика НУР топлива на период 2017-2028 г.г.

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

Показатель	Единицы измерения	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №1													
Отпуск ТЭ	Гкал	13869,23	14124,85	14124,85	14124,85	14124,85	14124,85	14124,85	13716,78	13716,78	13716,78	13716,78	13716,78
НУР топлива	кг.у.т./Гкал	154,54	154,49	154,49	154,49	154,49	154,49	154,49	154,53	154,53	154,53	154,53	154,53
Зона действия котельной №2													
Отпуск ТЭ	Гкал	5619,17	3170,12	3170,12	3170,12	3170,12	3170,12	3170,12	4850,57	4850,57	4850,57	4850,57	4850,57
НУР топлива	кг у.т/Гкал	154,23	155,46	155,46	155,46	155,46	155,46	155,46	154,46	154,46	154,46	154,46	154,46
Зона действия котельной №3													
Отпуск ТЭ	Гкал			1132,69	1132,69	1132,69	1132,69	1132,69	1102,22	1102,22	1102,22	1102,22	1102,22
НУР топлива	кг у.т/Гкал			158,32	158,32	158,32	158,32	158,32	158,38	158,38	158,38	158,38	158,38
Зона действия котельной по ул. Большая, 2а													
Отпуск ТЭ	Гкал	141,40	141,40	141,40	141,40	141,40	141,40	141,40	149,59	149,59	149,59	149,59	149,59
НУР топлива	кг у.т/Гкал	167,82	166,76	166,76	166,76	166,76	166,76	166,76	166,62	166,62	166,62	166,62	166,62
Зона действия котельной по ул. Большая, 12													
Отпуск ТЭ	Гкал	64,34	64,34	64,34	64,34	64,34	64,34	64,34	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18
НУР топлива	кг у.т/Гкал	160,74	160,74	160,74	160,74	160,74	160,74	160,74	160,58	160,58	160,58	160,58	160,58
Зона действия котельной по ул. Мира, 3													
Отпуск ТЭ	Гкал	69,69	69,69	69,69	69,69	69,69	69,69	69,69	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61
НУР топлива	кг у.т/Гкал	160,30	160,32	160,32	160,32	160,32	160,32	160,32	160,05	160,05	160,05	160,05	160,05
Зона действия котельной по ул. Мира, 7													
Отпуск ТЭ	Гкал	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45
НУР топлива	кг у.т/Гкал	159,41	158,43	158,43	158,43	158,43	158,43	158,43	158,31	158,31	158,31	158,31	158,31
Зона действия котельной по ул. Республиканская 13а													
Отпуск ТЭ	Гкал		283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39	283,39
НУР топлива	кг у.т/Гкал		158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69	158,69
Зона действия котельной по ул. Республиканская 24													
Отпуск ТЭ	Гкал		432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46	432,46
НУР топлива	кг у.т/Гкал		158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44	158,44

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

Энергоисточники	2017г.			2023г.			2028г.		
	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»	19873,20	3,07	3,07	19528,31	3,03	3,03	20788,35	3,22	3,22

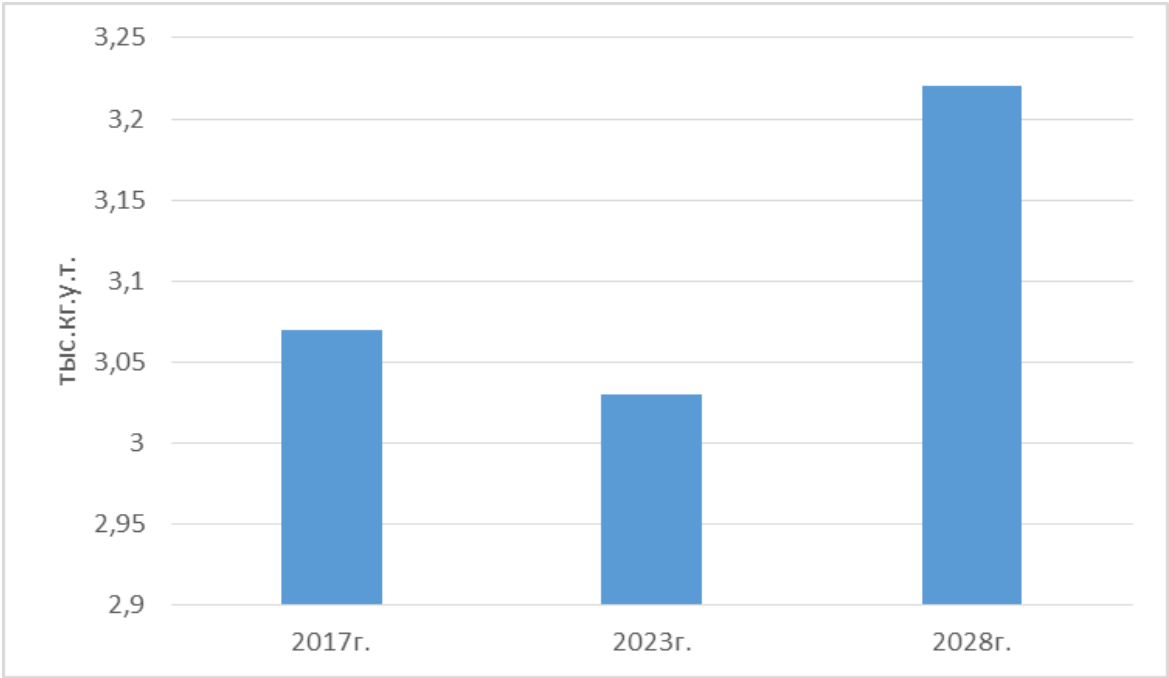


Рисунок 8.2 – Прогнозное потребление топлива основными теплоисточниками г.п. Чамзинка

9. Оценка надежности системы теплоснабжения

9.1 Общие положения

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

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

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

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

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

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

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

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

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

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 $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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

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

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

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

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

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

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

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

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

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

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

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

где τ - срок эксплуатации участка [лет].

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

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

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

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

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

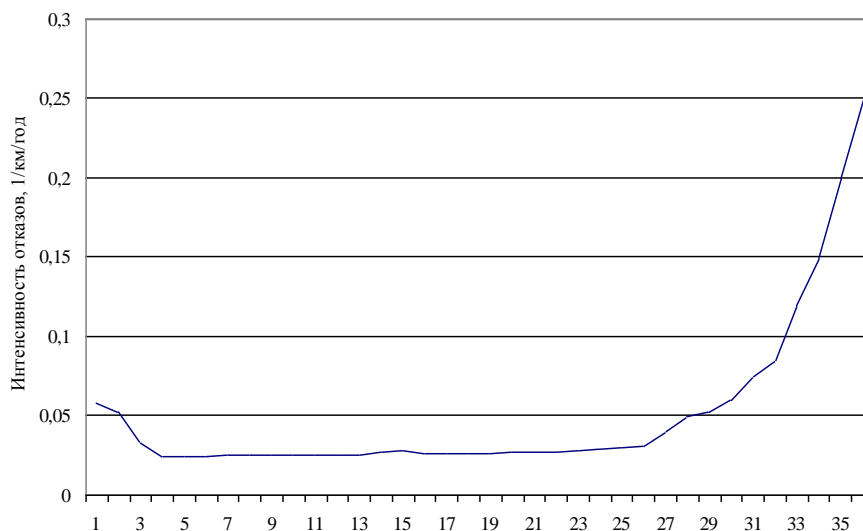


Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

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

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

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

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

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

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

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

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

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

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. Чамзинка 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 8.5 вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 8.4 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 8.6) и поток отказов (см. уравнение 9.7.) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

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

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

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

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

9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети

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

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

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

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

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

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

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

вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

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

вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

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

параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

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

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

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

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

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

при этом

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

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

вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

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

вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

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

параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

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

среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

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

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

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

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 2017 году эксплуатационная надежность тепловых сетей п.г.т. Чамзинка в целом обеспечивалась за счет напряженной работы ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» 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 равно 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 ООО «ИнКомСистемы - Мордовия» будет практически невозможно.

9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Чамзинка на отопительный период 20173 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. Чамзинка.

Вероятности безотказной работы рассчитываются для всех магистральных теплопроводов

(как не резервируемых теплопроводов), реестр которых установлен в электронной модели тепло-снабжения г.п. Чамзинка.

9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям

По варианту развития зоны действия теплоисточников г.п. Чамзинка, 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 Требований 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 и тепловых пунктов 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.

10.3 Макроэкономические параметры

10.3.1 Сроки реализации

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2017 года, составляет 11 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. Чамзинка.

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 учитыва-

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

10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования

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

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

Капитальные вложения по развитию Схемы определены в сметных ценах 2018 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения 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 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. Чамзинка 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. Чамзинка 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 кап-вложений); период окупаемости; индекс доходности (ИД).

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

10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу

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

10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п Чамзинка

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

Капитальные вложения в техническое перевооружение (организация глубокой утилизация тепла уходящих газов котлоагрегата на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегата) котельных (№1, 2) г.п. Чамзинка, а также затраты по строительству новых котельных (котельная №3, котельная по ул. Республиканская, 13а и Республиканская 24) представлены в таблице 10.1. Общая потребность в финансировании проекта составляет 13004,0 тыс. руб. с НДС.

Таблица 10.1 – Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельных №1, 2 г.п. Чамзинка и строительству котельной №3 и котельных по ул. Республиканская 13а, и 24

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс. руб., с НДС
Котельная №1, 2	Глубокая утилизация тепла уходящих газов котлоагрегатов на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегата.	2019-2020 г.г.	3076,0
Котельная №3	Строительство БМК-1МВт	2019 г.	4800,0
Котельной по ул. Республиканская 13а	Строительство БМК-0,2МВт	2018 г.	2524,0
Котельной по ул. Республиканская 24	Строительство БМК-0,3МВт	2018 г.	2604,0
Итого			13004,0

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.).

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в табл. 10.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2018 г. с учетом НДС составляет 63698,74 тыс. руб.

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

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2018 г., с НДС, тыс. руб.
1. Подключение перспективной нагрузки к котельной №1 и №2 г.п. Чамзинка: жилого 60 квартирного дома по ул. Горячина, 9; двух жилых 60 квартирных домов по ул. бмкр., а также реконструкция ДК и детского сада «Солнышко»	2018-2028 г.г.	14358,57
2. Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов и трассировки теплосети	2018-2028 г.г.	32583,22
3. Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	2024-2028 г.г.	16756,95
Итого		63698,74

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	13004,0		32583,22	
2. Плата за подключение				14358,57
3. Амортизационные отчисления			16756,95	
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 теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Чамзинка

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 нахо-

дятся в собственности соответствующих организаций; по г.п. Чамзинка в хозяйственном ведение ООО «ИнКомСистемы - Мордовия». Перспективные зоны деятельности котельных №1 и №2 сохраняется до 2028 года в основном в границах, действующих на 01.01.2017 г.

11.3 Выводы

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

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

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

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

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

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

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

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

- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

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

12 Воздействие на окружающую среду

12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)

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

Г.п. Чамзинка 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, расположена 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. Чамзинка находится в 50 километрах от столицы Республики Мордовия – города Саранска.

Климат п.г.т. Чамзинка 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. Чамзинка работают на газе. Характеристика оборудования источников системы теплоснабжения г.п. Чамзинка приведены в табл. 12.1.

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.

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 №1	отопительная	KBa-0,75	2011г.	6,87
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,25	2011г.	
			KBa-0,25	2011г.	
			KBa-0,25	2011г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная №2	отопительная	KBa-0,75	2011г.	3,22
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
			KBa-0,75	2011г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная по ул.Большая 2а	отопительная	Proterm 50KLOM17	2017г.	0,12
			Proterm 50KLOM17	2017г.	
			Proterm 50KLOM17	2017г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная по ул.Большая 12	отопительная	Proterm 50KLOM17	2017г.	0,06
			Proterm 30KLOM17	2017г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная по ул.Мира, 3	отопительная	Proterm 50KLOM17	2017г.	0,06
			Proterm 50KLOM17	2017г.	
ООО «ИнКомСистемы - Мордовия»	Котельная по ул.Мира, 7	отопительная	Proterm 50KLOM17	2017г.	0,06
			Proterm 50KLOM17	2017г.	

Приложение 1