

УТВЕРЖДЕН:  
Постановлением Администрации  
Чергинского сельского поселения  
Шебалинского района  
Республики Алтай  
от \_\_\_\_\_ г. № \_\_\_\_

**Схема теплоснабжения муниципальное образование  
Чергинское сельское поселение Шебалинского района  
Республики Алтай.  
до 2028 года**

Публичные слушания проведены

«\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ года

Протокол № \_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ года

**Заказчик: Администрация Чергинского сельского поселения  
Шебалинского района Республики Алтай**

**Исполнитель: ООО «Алтайский центр экспертизы и энергосбережения»**

**Барнаул, 2014 г.**

## Содержание

Содержание.....	2
Введение.....	8
1 Общая часть .....	14
2 Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	16
2.1 Функциональная структура теплоснабжения.....	16
2.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	16
2.1.2 Зоны действия производственных котельных .....	18
2.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения .....	18
2.1.4 Карта-схема поселения с делением на зоны действия .....	19
2.2 Источники тепловой энергии.....	20
2.2.1 Структура основного оборудования источников тепловой энергии. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.....	20
2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	22
2.2.3 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	24
2.2.4 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя .....	26
2.2.5 Схемы выдачи тепловой мощности котельных .....	26
2.2.6 Среднегодовая загрузка оборудования .....	26
2.2.7 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	27

2.2.8	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	27
2.2.9	Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды.....	28
2.2.10	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	29
2.2.11	Оценка топливной экономичности работы котельной.....	29
2.3	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	33
2.3.1	Общие положения .....	33
2.3.2	Общая характеристика тепловых сетей .....	33
2.3.3	Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры .....	43
2.3.4	Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	43
2.3.5	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	44
2.3.6	Гидравлические режимы тепловых сетей.....	44
2.3.7	Насосные станции и тепловые пункты .....	44
2.3.8	Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей .....	45
2.3.9	Диагностика и ремонты тепловых сетей .....	46
2.3.10	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя.....	48
2.3.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети .....	50
2.3.12	Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям .....	50
2.3.13	Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	51
2.3.14	Анализ работы диспетчерской службы теплоснабжающей организации .....	51

2.3.15 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций.....	51
2.3.16 Защита тепловых сетей от превышения давления.....	52
2.3.17 Бесхозяйные тепловые сети .....	52
2.4 Зоны действия источников тепловой энергии .....	52
2.4.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения .....	53
2.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии .....	62
2.5.1 Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.....	62
2.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	64
2.5.3 Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии .....	65
2.5.4 Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	67
2.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	69
2.6.1 Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки .....	69
2.6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю .....	73
2.7 Балансы теплоносителя .....	74
2.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	75

2.9 Надежность теплоснабжения .....	77
2.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	83
2.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	85
2.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения .....	88
3 Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	90
3.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	90
3.2 Прогноз приростов на каждом этапе площади строительных фондов на период до 2028 года с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания.....	90
4 Глава 3 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки .....	92
5 Глава 4 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	94
5.1 Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителей.....	94
6 Глава 5 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	98
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	98
6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	103

6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	103
6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....	104
6.5 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	104
6.6 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа .....	105
6.7 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющих определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.....	105
7 Глава 6 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	113
7.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) .....	114
7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	114
7.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	114

7.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	115
7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	115
7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	115
7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	116
7.8 Строительство и реконструкция насосных станций .....	117
8 Глава 7 Оценка надежности теплоснабжения.....	119
9 Глава 8 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации .....	131
Библиография .....	136

## Введение

Схема теплоснабжения муниципального образования (МО) Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай на период до 2028 года разработана на основании Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и методических рекомендаций по разработке схемы теплоснабжения, утвержденных совместным приказом Минэнерго и Минрегиона РФ. Базовым годом для разработки схемы теплоснабжения является 2013 г. При разработке схемы теплоснабжения использованы:

– документация по источникам тепловой энергии, данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, конструктивные данные по сетям, эксплуатационная документация, документы по финансовой и хозяйственной деятельности, статистическая отчетность.

В работе используются следующие понятия и определения:

**"Схема теплоснабжения"** - документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

**"Система теплоснабжения"** – совокупность взаимосвязанных источников теплоты, тепловых сетей и систем теплоснабжения;

**"Расчетный элемент территориального деления"** - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения;

**"Единая теплоснабжающая организация"** в системе теплоснабжения - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения органом местного самоуправления на основании критериев



и в порядке, которые установлены *правилами организации теплоснабжения*, утвержденными Правительством Российской Федерации;

**"Тепловая энергия"** - энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);

**"Качество теплоснабжения"** - совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя;

**"Источник тепловой энергии (теплоты)"** - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

**"Теплопотребляющая установка"** - устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

**"Тепловая сеть"** - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;

**"Котел водогрейный"** - устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для нагрева воды, находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне этого устройства;

**"Котел паровой"** - устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для производства водяного пара с давлением выше атмосферного, используемого вне этого устройства;

**"Индивидуальный тепловой пункт"** - тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления одного здания или его части;

**"Центральный тепловой пункт"** - тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления двух и более зданий;

**"Котельная"** - комплекс технологически связанных тепловых энергоустановок, расположенных в обособленных производственных зданиях, встроенных, пристроенных или надстроенных помещениях с котлами, водонагревателями (в т.ч. установками нетрадиционного способа получения тепловой энергии) и котельно-вспомогательным оборудованием, предназначенный для выработки теплоты;

**"Зона действия системы теплоснабжения"** - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

**"Зона действия источника тепловой энергии"** - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

**"Тепловая мощность (далее - мощность)"** - количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;

**"Тепловая нагрузка"** - количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

**"Установленная мощность источника тепловой энергии"** - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

**"Располагаемая мощность источника тепловой энергии"** - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

**"Мощность источника тепловой энергии нетто"** - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;

**"Пиковый"** режим работы источника тепловой энергии - режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями;

**"Топливо-энергетический баланс"** - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов;

**"Потребитель тепловой энергии (далее также - потребитель)"** - лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления;

**"Теплосетевые объекты"** - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

**"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;

**"Элемент территориального деления"** - территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

**"Показатель энергоэффективности"** - абсолютная или удельная величина потребления или потери энергоресурсов, установленная государственными стандартами и (или) иными нормативными техническими документами;

**"Возобновляемые источники энергии"** – энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках;

**"Режим потребления тепловой энергии"** - процесс потребления тепловой энергии, теплоносителя с соблюдением потребителем тепловой энергии обязательных характеристик этого процесса в соответствии с нормативными правовыми актами, в том числе техническими регламентами, и условиями договора теплоснабжения;

**"Базовый" режим работы источника тепловой энергии"** - режим работы источника тепловой энергии, который характеризуется стабильностью функционирования основного оборудования (котлов, турбин) и используется для обеспечения постоянного уровня **потребления тепловой**

энергии, теплоносителя потребителями при максимальной энергетической эффективности функционирования такого источника;

**"Пиковый" режим работы источника тепловой энергии**" - режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями;

**"Надежность теплоснабжения"** - характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

**"Живучесть"** - способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок;

**"Инвестиционная программа"** организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, - программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплopotребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

## 1 Общая часть

МО Чергинское сельское поселение входит в состав Шебалинского района Республики Алтай, образованного 16.09.1924 года.

Шебалинский район расположен в северо-западной части Республики Алтай, занимает площадь 3792 км<sup>2</sup>. В районе 24 населенных пункта с общей численностью проживающего в них населения равной 14681 человек. Показатель плотности населения находится на уровне 3,8 чел/км<sup>2</sup>.

Национальный состав представлен преимущественно русскими и алтайцами.

Чергинское СП расположено в северной части Шебалинского района (рис.1), на северо-западе имеет границу с Алтайским краем, на востоке граничит с Камлакским, Актельским и Шебалинским СП, на юге с Малочергинским СП, на западе с Улусчергинским СП Шебалинского района. Занимает территорию 26585 га.

На территории сельского поселения расположены два населенных пункта: село Черга и село Барлак.



Рисунок 1 – Положение Чергинского СП в Шебалинском районе.

Административный центр – село Черга, возникло в 1796 году, является вторым по численности населения после районного центра с. Шебалино. Расположено по левому берегу р. Сема, в 37 км от районного центра с. Шебалино, в 66 км от республиканского центра – г. Горно-Алтайска. Название село получило от реки Черга — "свирепый, неистовый", стекающей с Чергинского хребта.

В селе находится Алтайское экспериментальное хозяйство Сибирского отделения РАН, созданное в 1980 году на базе реорганизации и передачи совхоза «Чергинский» институту Цитологии и генетики СО АН СССР. Целью создания этого хозяйства было сохранение генофонда редких и исчезающих видов животных. Здесь собраны уникальные коллекции растений, являющихся носителями генов адаптации к экстремальным условиям высокогорья, проводятся эксперименты по селекции, создан и пополняется генофонд диких и домашних животных, как характерных представителей фауны Горного Алтая, так и видов, завезенных из других мест.

Недалеко от Черги в 1979 г. создан единственный за Уралом зубровый питомник, где в естественной среде содержится три с лишним десятка зубров. Считается, что это единственное стадо чистокровных беловежских зубров в России.

Село Барлак расположено также по левому берегу р. Сема, по обе стороны от автомобильной дороги общего пользования федерального значения М-52 «Чуйский тракт». С районным и республиканским центрами Барлак связан автомобильной дорогой общего пользования федерального значения М-52 «Чуйский тракт».

Географическое положение населенных пунктов, обусловленное их размещением вдоль автомобильной дороги федерального значения, обеспечивает хорошие транспортные связи и положительные перспективы дальнейшего развития.

## **2 Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Разработка «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения выполнено в соответствии с пунктом 19 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Основной целью разработки главы 1 обосновывающих материалов в схеме теплоснабжения является определение базовых (на момент разработки схемы теплоснабжения) значений целевых показателей эффективности систем теплоснабжения поселения.

### **2.1 Функциональная структура теплоснабжения**

Центральное теплоснабжение объектов МО Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай осуществляется от сетей теплоснабжающего предприятия МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ». На балансе ТСО в с. Черга числится 4 котельных.

Общественные здания и частный жилой сектор с. Барлак отапливаются от индивидуальных котлов и печек, топливом являются дрова и уголь.

#### **2.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Зона действия МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» охватывает территорию с. Черга. На территории села централизованное теплоснабжение осуществляется от 4 локальных котельных, работающих на твердом топливе.

Потребителями тепла являются объекты социальной сферы, административно-общественные здания и часть жилого фонда. Остальной



жилой фонд (усадебная застройка) отапливается от индивидуальных котлов и печей работающих на твердом топливе.

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении - 3633 м. Способ прокладки тепловых сетей – надземный и подземный диаметром труб 32-159 мм.

Распределение обеспечения централизованным теплоснабжением потребителей МО представлено на рисунке 2.1.1. Как видно из рисунка, основным и единственным теплоснабжающим предприятием является МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ».

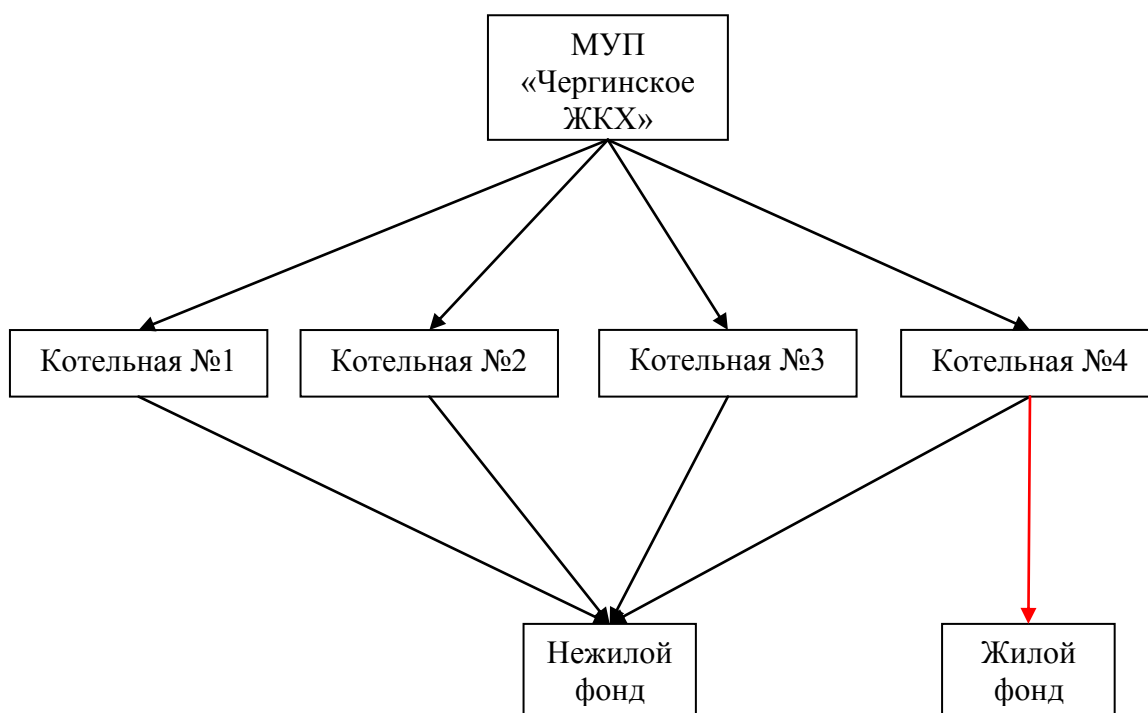


Рисунок 2.1.1 – Схема централизованного теплоснабжения потребителей МО

### **2.1.2 Зоны действия производственных котельных**

Также на территории населенного пункта находятся 2 ведомственные котельные ООО «Чергинский сырзавод» и МОУ Чергинская СОШ.

По причине отсутствия необходимых исходных данных (характеристик основного оборудования котельных и тепловых сетей этих источников) текущий раздел не может быть разработан. Разработка раздела возможна и необходима при очередной актуализации схемы теплоснабжения.

### **2.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Часть жилого фонда отапливается от котельной №4, оставшаяся часть жилого фонда отапливается и снабжается горячей водой от индивидуальных автономных отопительных и водонагревательных систем, работающих на твердом топливе и электричестве.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в МО сформированы согласно исторически сложившимся на территории села микрорайонам усадебной застройки. Данные строения, как правило, не все присоединены к системе централизованного теплоснабжения, и теплоснабжение в зоне индивидуальных жилых домов осуществляется либо от индивидуальных угольных котлов, либо посредством печного отопления. В качестве источника тепла повсеместно используются угольно-дровяные печи и котлы.

## 2.1.4 Карта-схема поселения с делением на зоны действия

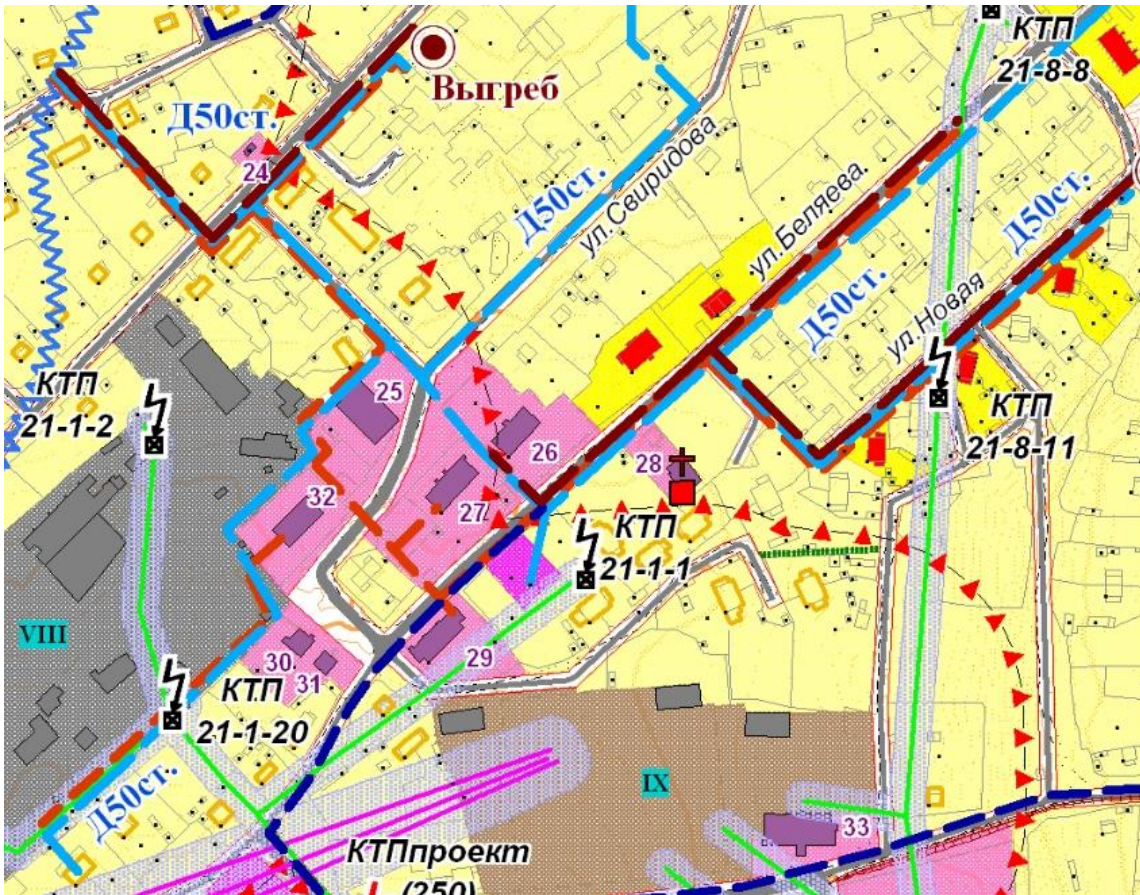


Рисунок 2.1.4.1 – Карта-схема с. Черга с делением на зоны действия.

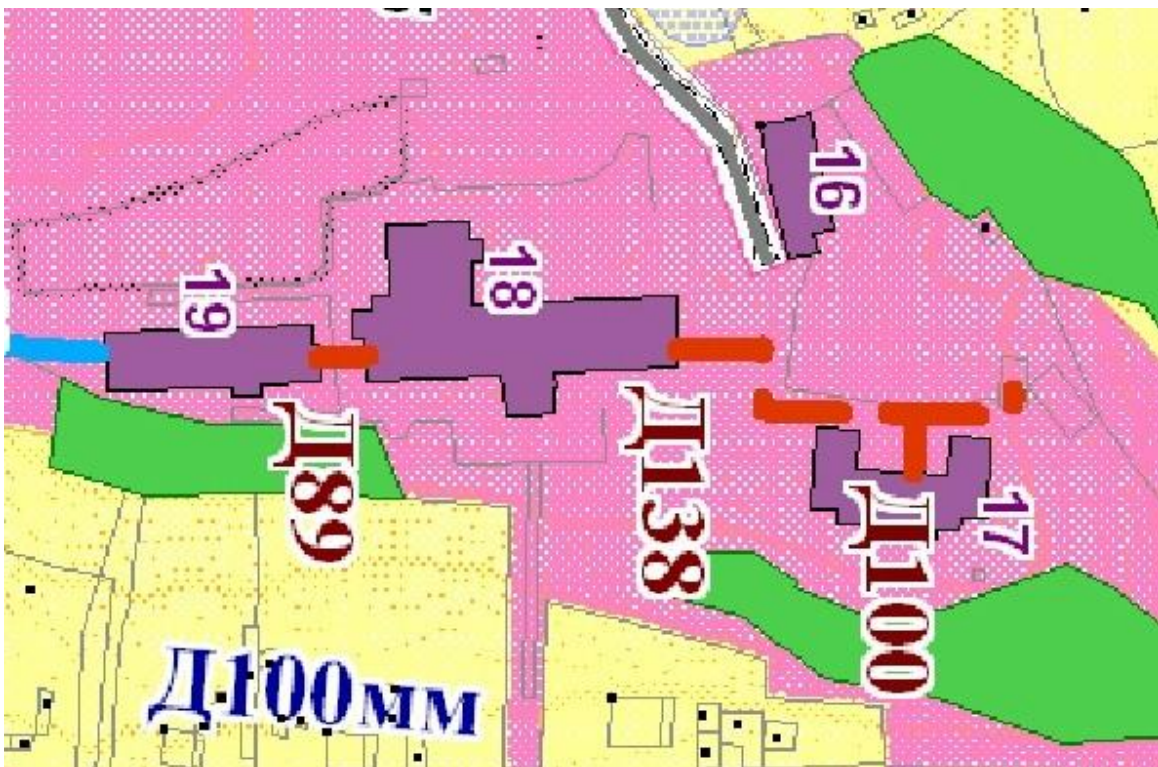


Рисунок 2.1.4.2 – Карта-схема с. Черга с делением на зоны действия.

На рисунках 2.1.4.1-2.1.4.2  выделены тепловые сети от котельных №№ 1, 2, 3, 4 с. Черга.

## 2.2 Источники тепловой энергии

### 2.2.1 Структура основного оборудования источников тепловой энергии.

#### Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования

Описание источников тепловой энергии основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес МО Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай.

Таблица 2.2.1.1 – Основные характеристики котельных теплоснабжающей организации МО Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай

Марка котлов	Производительность котлов по паспортным данным, $G_{\text{кэл}}/\text{час}$	Год ввода котлов в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котлов по паспортным данным	КПД котлов по РНИ, %	Год проведения РНИ	Основное топливо
Котельная №1 с. Черга							
КВр-0,05	0,04	2013	н/д	70	-	-	Твердое топливо
КВр-0,07	0,06	2010	н/д	70	-	-	
Котельная №2 с. Черга							
КВр-0,23	0,2	2011	н/д	70	-	-	Твердое топливо
КВр-0,23	0,2	2012	н/д	70	-	-	
Котельная №3 с. Черга							
КВр-0,6	0,52	2010	н/д	76	-	-	Твердое топливо
КВр-0,6	0,52	2010	н/д	76	-	-	
Котельная №4 с. Черга							
КВр-1,46	1,25	2013	н/д	80	-	-	Твердое топливо
КВр-1,25	1,08	2011	н/д	80	-	-	
КВр-0,93	0,8	2007	н/д	80	-	-	

где РНИ – режимно-наладочные испытания.



Таблица 2.2.1.2 – Установленная, располагаемая мощности и присоединенная нагрузка котельных

Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/час	РТМ, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час			
			Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
Котельная №1 с. Черга	0,1	0,1	0,091	0,091	н/д	-
Котельная №2 с. Черга	0,4	0,4	0,170	0,170	н/д	-
Котельная №2 с. Черга	1,04	1,04	0,501	0,501	н/д	-
Котельная №4 с. Черга	3,13	3,13	0,692	0,692	н/д	-
Итого	4,67	4,67	1,454	1,454	н/д	-

где н/д – нет исходных данных;

ГВС – горячее водоснабжение;

УТМ – установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

РТМ – располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

Так как не определен остаточный ресурс при освидетельствовании оборудования (в теплоснабжающей организации не проведены работы по определению технического состояния систем теплоснабжения – освидетельствование не проводилось), располагаемая мощность источника тепловой энергии принята равной установленной мощности.

На котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» установлено 9 котлоагрегатов с суммарной установленной тепловой мощностью 4,67 Гкал/час.

## 2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

При определении значений тепловой мощности источников тепловой энергии в базовом периоде должны быть учтены все существующие ограничения на установленную мощность.

В таблицах, представленных ниже, приведены установленная и располагаемая мощности котлов на котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ».

Таблица 2.2.2.1 – Установленная и располагаемая мощность котлов в котельной №1 с. Черга

Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность котла по паспорту, Гкал/час	Располагаемая мощность котла, Гкал/час	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котла по результатам РНИ, %	Год проведения РНИ
КВР-0,05	вода	0,04	0,04	2003	н/д	-	-
КВР-0,07	вода	0,06	0,06	2010	н/д	-	-
Итого по котельной:		0,1	0,1	-			

Таблица 2.2.2.2 – Установленная и располагаемая мощность котлов в котельной №2 с. Черга

Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность котла по паспорту, Гкал/час	Располагаемая мощность котла, Гкал/час	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котла по результатам РНИ, %	Год проведения РНИ
КВр-0,23	вода	0,2	0,2	2012	н/д	-	-
КВр-0,23	вода	0,2	0,2	2012	н/д	-	-
Итого по котельной:		0,4	0,4	-			

Таблица 2.2.2.3 – Установленная и располагаемая мощность котлов в котельной №3 с. Черга

Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность котла по паспорту, $G_{\text{кэл/час}}$	Располагаемая мощность котла, $G_{\text{кэл/час}}$	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котла по результатам РНИ, %	Год проведения РНИ
КВ-0,6	вода	0,52	0,52	2010	н/д	-	-
КВ-0,6	вода	0,52	0,52	2010	н/д	-	-
Итого по котельной:		1,04	1,04	-			

Таблица 2.2.2.4 – Установленная и располагаемая мощность котлов в котельной №4 с. Черга

Марка котла	Теплоноситель	Установленная тепловая мощность котла по паспорту, $G_{\text{кэл/час}}$	Располагаемая мощность котла, $G_{\text{кэл/час}}$	Год ввода котла в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	КПД котла по результатам РНИ, %	Год проведения РНИ
КВр-1,46	вода	1,25	1,25	2013	н/д	-	-
КВр-1,25	вода	1,08	1,08	2011	н/д	-	-
КВр-0,93	вода	0,8	0,8	2007	н/д		
Итого по котельной:		3,13	3,13	-			

Для определения ограничений тепловой мощности котельного оборудования необходимо провести режимно-наладочные испытания по программе, предусматривающей также и выявление причин и величин ограничений. Результаты испытаний, возможно и необходимо, использовать при техническом освидетельствовании основного оборудования котельных с определением остаточного ресурса и мер по его продлению.

Согласно предоставленным данным режимно-наладочные испытания на котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не проводились, откуда следует,

что располагаемая тепловая мощность принята равной установленной. Таким образом, ограничений тепловой мощности на котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не выявлено.

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

Как видно из рисунка 2.2.3.1, основной ввод тепловых мощностей приходится на два периода: в 2007 г. было введено 17,47 % и с 2010 по 2013 г.г. было введено 82,53 % всей располагаемой мощности.

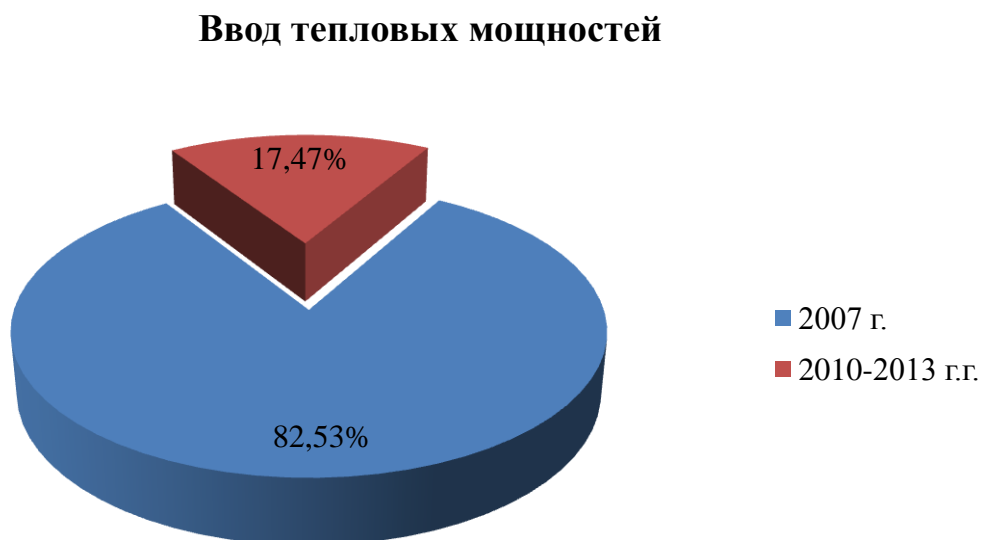


Рисунок 2.2.3.1 – Ввод тепловых мощностей котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

В таблицах, приведенных ниже, приведены сроки эксплуатации и информация о проведенных капитальных ремонтах котельных агрегатов.

Таблица 2.2.3.1 – Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов в котельной №1 с. Черга

Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального	Год освид.	Год продл. ресурса	Срок эксплуатации



		ремонта			
КВР-0,05	2013	н/д	-	-	0
КВР-0,07	2010	н/д	-	-	3
Средневзвешенный срок службы, лет					1,8

Таблица 2.2.3.2 – Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов в котельной №2 с. Черга

Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Год освид.	Год продл. ресурса	Срок эксплуатации
КВр-0,23	2011	н/д	-	-	2
КВр-0,23	2012	н/д	-	-	1
Средневзвешенный срок службы, лет					1,5

Таблица 2.2.3.3 – Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов в котельной №3 с. Черга

Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Год освид.	Год продл. ресурса	Срок эксплуатации
КВр-0,6	2010	н/д	-	-	3
КВр-0,6	2010	н/д	-	-	3
Средневзвешенный срок службы, лет					3

Таблица 2.2.3.4 – Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов в котельной №4 с. Черга

Марка котлоагрегата	Год ввода	Год проведения последнего капитального ремонта	Год освид.	Год продл. ресурса	Срок эксплуатации
КВр-1,46	2013	н/д	-	-	0
КВр-1,25	2011	н/д	-	-	2
КВр-0,93	2007	н/д	-	-	6
Средневзвешенный срок службы, лет					2,2

В соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (п. 2.6 Технический контроль за состоянием тепловых энергоустановок) необходимо провести техническое освидетельствование основного оборудования котельных с определением остаточного ресурса и мер, необходимых для обеспечения расчетного ресурса или продления сроков его службы.

#### **2.2.4 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется централизованно непосредственно на котельной. Метод регулирования качественный. Схема присоединения систем отопления всех потребителей зависимая. Утвержденный температурный график отпуска тепла в тепловую сеть из котельных 95/70 °С.

#### **2.2.5 Схемы выдачи тепловой мощности котельных**

Отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, то есть в наличии имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплоснабжения абонентов.

#### **2.2.6 Среднегодовая загрузка оборудования**

В таблице 2.2.6 представлены средние за год значения числа часов работы котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ».

Таблица 2.2.6 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование источника тепловой энергии	УТМ, <i>Гкал/час</i>	*Выработка тепловой энергии котлами, <i>Гкал/час</i>	Число часов работы котельной, ч	Коэффициент использования тепловой мощности
Котельная №1 с. Черга	0,1	265,9	5304	50,13
Котельная №2 с. Черга	0,4	522,2	5304	24,61
Котельная №3 с. Черга	1,04	1605,1	5304	29,10
Котельная №4 с. Черга	3,13	3099,8	5304	18,67
Итого по котельным	4,67	5493	5304	21,77

Согласно таблице 2.2.6 среднегодовая загрузка основного топливоиспользующего оборудования котельной составляет 21,77 %. В перспективе развития системы теплоснабжения от котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ», располагаемой тепловой мощности оборудования будет достаточно для покрытия договорных и перспективных нагрузок.

### **2.2.7 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Основным способом учета тепла, отпущенного в тепловые сети, является расчетный способ по фактическому расходу топлива и его характеристике.

Узлы (приборы) учета тепловой энергии, согласно данным, на выводах из котельных отсутствуют (не установлены), поэтому, нет возможности, корректно, определить потери в тепловых сетях, а также провести эффективную наладку и регулировку отпуска тепла по сетям.

### **2.2.8 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Аварии на источниках тепловой энергии МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» в 2008 – 2013 годах, приведшие к человеческим жертвам, отсутствуют.

Отказы оборудования источников тепловой энергии в 2008 – 2013 годах, приведшие к длительному прекращению отпуска тепла внешним потребителям, также отсутствуют.

## 2.2.9 Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды

Таблица 2.2.9.1 – Потребляемая тепловая мощность НЕТТО на собственные и хозяйственные нужды

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Котельная №1 с. Черга</b>					
Установленная тепловая мощность, <i>Гкал/час</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,10
Собственные нужды, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0043
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0235
Тепловая мощность нетто, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0723
<b>Котельная №2 с. Черга</b>					
Установленная тепловая мощность, <i>Гкал/час</i>	0,46	0,46	0,46	0,4	0,4
Собственные нужды, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0036
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Тепловая мощность нетто, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,396
<b>Котельная №3 с. Черга</b>					
Установленная тепловая мощность, <i>Гкал/час</i>	0,63	1,04	1,04	1,04	1,04
Собственные нужды, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0108
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Тепловая мощность нетто, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	1,029
<b>Котельная №4 с. Черга</b>					
Установленная тепловая мощность, <i>Гкал/час</i>	2,4	2,4	2,68	2,68	3,13
Собственные нужды, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0179
Хозяйственные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Тепловая мощность нетто, <i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	3,112

## 2.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

В 2012 – 2013 годах предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии не выдавалось.

## 2.2.11 Оценка топливной экономичности работы котельной

Для оценки топливной экономичности работы котельных были получены следующие данные: средневзвешенное значение КПД brutto котельных, расчетное значение КПД котельных за вычетом собственных нужд.

Таблица 2.2.11.1 – Потребление топлива и отпуск тепловой энергии

<b>Котельная №1 с. Черга</b>					
Год	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь, тонн	н/д	94	110	106	88
Выработано тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	200,56	231,45	238,6	265,9
Отпущено тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	118,1
<b>Котельная №2 с. Черга</b>					
Год	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь, тонн	н/д	243	263	230	214
Выработано тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	494,5	493,5	465,3	522,2
Отпущено тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	502,6
<b>Котельная №3 с. Черга</b>					
Год	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь, тонн	н/д	441	611	492	443
Выработано тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	1430,8	1568,5	1532,4	1605,1
Отпущено тепловой энергии, <i>Гкал/год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	1546,1

<b>Котельная №4 с. Черга</b>					
Год	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь, тонн	н/д	1202	1210	1102	1250
Выработано тепловой энергии, Гкал/год	н/д	3134,6	3136,6	3032,24	3099,8
Отпущено тепловой энергии, Гкал/год	н/д	н/д	н/д	н/д	3002,2
<b>Итого по котельным</b>					
Год	2009	2010	2011	2012	2013
Каменный уголь, тонн	н/д	1980	2194	1930	1995
Выработано тепловой энергии, Гкал/год	н/д	5260	5430	5269	5493
Отпущено тепловой энергии, Гкал/год	н/д	н/д	н/д	н/д	5169

где н/д – нет исходных данных.

На основании указанных выше исходных данных были рассчитаны значения удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии (соответствует КПД брутто расчетному), удельных расходов на отпуск тепловой энергии (соответствует КПД нетто расчетному) и фактических удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии (на основании данных о потреблении топлива и отпуске тепловой энергии).

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на выработку тепловой энергии, УРУТ на отпуск тепловой энергии, удельные расходы электроэнергии теплоносителя на отпуск тепловой энергии, коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной представлены в таблицах 2.2.11.2 – 2.2.11.5.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной вычисляется по формуле

$$K_y = N_{выр} / N_{max},$$

где:  $N_{выр}$  – тепловая производительность котельной в текущем году  
Гкал;

$N_{max}$  – максимально возможная производительность котельной,  
Гкал.

Таблица 2.2.11.2 – Целевые показатели котельной №1 с. Черга

Величина	Единица измерения	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная тепловая мощность	<i>Гкал/час</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность	<i>Гкал/час</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	0,8	1,8
УРУТ на выработку тепловой энергии (утвержденный)	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	232	232	224	224
УРУТ на выработку тепловой энергии (фактический)	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Собственные нужды	<i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0043
Доля собственных нужд	%	н/д	н/д	н/д	н/д	4,3
УРУТ на отпуск тепловой энергии	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход электроэнергии	<i>кВт · ч/Гкал</i>	н/д	29,2	28,5	27,7	26,9
Удельный расход теплоносителя	<i>м<sup>3</sup>/Гкал</i>	н/д	45	45	45	26,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	н/д	50,13

Таблица 2.2.11.3 – Целевые показатели котельной №2 с. Черга

Величина	Единица измерения	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная тепловая мощность	<i>Гкал/час</i>	0,46	46	0,46	0,4	0,4
Располагаемая тепловая мощность	<i>Гкал/час</i>	0,46	46	0,46	0,4	0,4
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	0,5	1,5
УРУТ на выработку тепловой энергии (утвержденный)	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	232	232	224	224
УРУТ на выработку тепловой энергии (фактический)	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Собственные нужды	<i>Гкал/час</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0036
Доля собственных нужд	%	н/д	н/д	н/д	н/д	0,9
УРУТ на отпуск тепловой энергии	<i>кг<sub>у.т.</sub>/Гкал</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход электроэнергии	<i>кВт · ч/Гкал</i>	н/д	29,2	28,5	27,7	26,9

Удельный расход теплоносителя	$m^3/Гкал$	н/д	45	45	45	26,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	н/д	24,61

Таблица 2.2.11.4 – Целевые показатели котельной №3 с. Черга

Величина	Единица измерения	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная тепловая мощность	$Гкал/час$	0,63	1,04	1,04	1,04	1,04
Располагаемая тепловая мощность	$Гкал/час$	0,63	1,04	1,04	1,04	1,04
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	-	0	1	2	3
УРУТ на выработку тепловой энергии (утвержденный)	$кг_{у.т.}/Гкал$	н/д	232	232	224	224
УРУТ на выработку тепловой энергии (фактический)	$кг_{у.т.}/Гкал$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Собственные нужды	$Гкал/час$	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0108
Доля собственных нужд	%	н/д	н/д	н/д	н/д	1,04
УРУТ на отпуск тепловой энергии	$кг_{у.т.}/Гкал$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход электроэнергии	$кВт \cdot ч/Гкал$	н/д	29,2	28,5	27,7	26,9
Удельный расход теплоносителя	$m^3/Гкал$	н/д	45	45	45	26,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	н/д	29,10

Таблица 2.2.11.5 – Целевые показатели котельной №4 с. Черга

Величина	Единица измерения	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная тепловая мощность	$Гкал/час$	2,4	2,4	2,68	2,68	3,13
Располагаемая тепловая мощность	$Гкал/час$	2,4	2,4	2,68	2,68	3,13
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	0,2	1,2	2,2
УРУТ на выработку тепловой энергии (утвержденный)	$кг_{у.т.}/Гкал$	н/д	232	232	224	224
УРУТ на выработку тепловой энергии (фактический)	$кг_{у.т.}/Гкал$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д



Собственные нужды	$G_{\text{кал/час}}$	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0179
Доля собственных нужд	%	н/д	н/д	н/д	н/д	0,67
УРУТ на отпуск тепловой энергии	$\kappa_{2y.m.}/G_{\text{кал}}$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Удельный расход электроэнергии	$\kappa_{\text{Вт} \cdot \text{ч}}/G_{\text{кал}}$	н/д	29,2	28,5	27,7	26,9
Удельный расход теплоносителя	$\text{м}^3/G_{\text{кал}}$	н/д	45	45	45	26,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	н/д	18,67

## 2.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

### 2.3.1 Общие положения

Тепловые сети от котельных обслуживаются МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ». Суммарная протяженность трубопроводов водяных тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 3633 м, средний наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,064 м. Схема тепловых сетей двухтрубная. Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без снижения потенциала сетевой воды.

### 2.3.2 Общая характеристика тепловых сетей

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является **удельная материальная характеристика сети**, равная:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p} (\text{м}^2/\text{Гкал}/\text{час}),$$

где:  $Q_{\text{сумм}}^p$  – присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч;

$M$  – материальная характеристика сети,  $\text{м}^2$ .

$$M = \sum_{i=1}^{i=n} d_i * l_i (\text{м}^2),$$

где:  $l_i$  – длина  $i$ -го участка трубопровода тепловой сети,  $м$ ;

$d_i$  – диаметр  $i$ -го участка трубопровода тепловой сети,  $м$ .

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией, определяется не превышением удельной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне  $100 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{час}$ . Зона предельной эффективности ограничена  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{час}$ .

Тепловые сети проложены подземным (канальным и бесканальным) и надземным способами. Диаметр водяных тепловых сетей  $32 - 159 \text{ мм}$ .

Таблица 2.3.2.1 – Общая характеристика тепловых сетей

Наименование системы теплоснабжения, населенного пункта	Тип теплоносителя, его параметры	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно исполнении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Материальная характеристика сети, м <sup>2</sup>	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /Гкал/час	Объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>
Котельная №1 с. Черга	вода 95/70 °С	410	0,061	24,81	0,091	272,64	1,179
Котельная №2 с. Черга	вода 95/70 °С	360	0,049	17,60	0,170	103,53	0,675
Котельная №3 с. Черга	вода 95/70 °С	420	0,105	44,18	0,501	88,18	3,648
Котельная №4 с. Черга	вода 95/70 °С	6076	0,062	379,67	0,692	548,66	18,624
Итого	вода 95/70 °С	7266	0,064	466,26	1,454	320,67	23,487

Таблица 2.3.2.2 – Характеристика водяных тепловых сетей от котельных №№ 1, 2, 3, 4 с. Черга

№ п/п	Наименование участка		Назначение	Наружный диаметр, м	Длина, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Число часов работы, ч	Средняя глубина заложения оси трубопровода, м
	Начало	Конец								
<b>Котельная №4</b>										
1	Ц.Кот.	ТК-1	подающий	0,108	82,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
2	Ц.Кот.	ТК-1	обратный	0,108	82,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
3	ТК-1	столовая	подающий	0,057	10,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
4	ТК-1	столовая	обратный	0,057	10,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5

5	Ц.Кот.	ТК-5	подающий	0,108	50,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
6	Ц.Кот.	ТК-5	обратный	0,108	50,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
7	ТК-5	ТК-8	подающий	0,057	170,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
8	ТК-5	ТК-8	обратный	0,057	170,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
9	ТК-8	пож.депо	подающий	0,057	5,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
10	ТК-8	пож.депо	обратный	0,057	5,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
11	ТК-8	столярка	подающий	0,057	40,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
12	ТК-8	столярка	обратный	0,057	40,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
13	ТК-8	Берстенов	подающий	0,032	80,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
14	ТК-8	Берстенов	обратный	0,032	80,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
15	ТК-5а	Думов	подающий	0,032	70,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
16	ТК-5а	Думов	обратный	0,032	70,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
17	ТК-5	ТК-3	подающий	0,108	46,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
18	ТК-5	ТК-3	обратный	0,108	46,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
19	ТК-3	Рясный	подающий	0,032	10,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
20	ТК-3	Рясный	обратный	0,032	10,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
21	ТК-5	Лаб.корпус	подающий	0,032	25,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
22	ТК-5	Лаб.корпус	обратный	0,032	25,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
23	ТК-3	ТК-7 д/сад	подающий	0,057	30,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
24	ТК-3	ТК-7 д/сад	обратный	0,057	30,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
25	ТК-7	адм.зд.АЭХ	подающий	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
26	ТК-7	адм.зд.АЭХ	обратный	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	1980	5304	1,5
27	ТК-3	ТК-6 больн.	подающий	0,108	30,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
28	ТК-3	ТК-6 больн.	обратный	0,108	30,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
29	ТК-6 больн.	больница-столовая	подающий	0,049	56,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
30	ТК-6 больн.	больница-столовая	обратный	0,049	56,0	мин. вата	без канал.	1988	5304	1,5
31	ТК-6	ТК-9	подающий	0,089	65,0	предизолиров	без канал.	2012	5304	1,5
32	ТК-6	ТК-9	обратный	0,089	65,0	предизолиров	без канал.	2012	5304	1,5

33	ТК-9	ТК-10	подающий	0,089	85,0	предизолиров	без канал.	2012	5304	1,5
34	ТК-9	ТК-10	обратный	0,089	85,0	предизолиров	без канал.	2012	5304	1,5
35	ТК-10	ТК-12 профилакт	подающий	0,057	83,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
36	ТК-10	ТК-12 профилакт	обратный	0,057	83,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
37	ТК-10	ТК-12 профилакт	подающий	0,049	20,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
38	ТК-10	ТК-12 профилакт	обратный	0,049	20,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
39	ТК-12	Чуликов	подающий	0,049	110,0	мин. вата	без канал.	2002	5304	1,5
40	ТК-12	Чуликов	обратный	0,049	110,0	мин. вата	без канал.	2002	5304	1,5
47	ТК-12	Крутько	подающий	0,032	65,0	мин. вата	без канал.	2002	5304	1,5
42	ТК-12	Крутько	обратный	0,032	65,0	мин. вата	без канал.	2002	5304	1,5
43	ТК-9	Воропаева	подающий	0,032	30,0	мин. вата	без канал.	1984	5304	1,5
44	ТК-9	Воропаева	обратный	0,032	30,0	мин. вата	без канал.	1984	5304	1,5
45	ТК-10	ТК-11	подающий	0,089	65,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
46	ТК-10	ТК-11	обратный	0,089	65,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
47	ТК-11	ТК-11а	подающий	0,076	48,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
48	ТК-11	ТК-11а	обратный	0,076	48,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
49	ТК-11а	ТК-11г	подающий	0,076	95,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
50	ТК-11а	ТК-11г	обратный	0,076	95,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
51	ТК-11г	ТК-11д	подающий	0,057	60,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
52	ТК-11г	ТК-11д	обратный	0,057	60,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
53	ТК-11д	ТК-11е	подающий	0,049	43,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
54	ТК-11д	ТК-11е	обратный	0,049	43,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
55	ТК-11а	Райсбих	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
56	ТК-11а	Райсбих	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
57	ТК-11а	Рогов	подающий	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
58	ТК-11а	Рогов	обратный	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5

59	ТК-11б	Порсев	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
60	ТК-11б	Порсев	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
61	ТК-11в	гостиница	подающий	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
62	ТК-11в	гостиница	обратный	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
63	ТК-11в	Мироненко	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
64	ТК-11в	Мироненко	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
65	ТК-11г	Серов, Зем.	подающий	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
66	ТК-11г	Серов, Зем.	обратный	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
67	ТК-11д	Бобр.Жур	подающий	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
68	ТК-11д	Бобр.Жур	обратный	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
69	ТК-11е	Попов,наук	подающий	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
70	ТК-11е	Попов,наук	обратный	0,032	38,0	мин. вата	без канал.	2005	5304	1,5
71	ТК-11	ТК-13	подающий	0,089	10,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
72	ТК-11	ТК-13	обратный	0,089	10,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
73	ТК-11	ТК-13	подающий	0,076	66,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
74	ТК-11	ТК-13	обратный	0,076	66,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
75	ТК-13	ТК-13е	подающий	0,089	233,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
76	ТК-13	ТК-13е	обратный	0,089	233,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
77	ТК-13	Чуликов	подающий	0,032	15,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
78	ТК-13	Чуликов	обратный	0,032	15,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
79	ТК-13а	Зацар.Клеп	подающий	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
80	ТК-13а	Зацар.Клеп	обратный	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
81	ТК-13б	Куранакова	подающий	0,032	5,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
82	ТК-13б	Куранакова	обратный	0,032	5,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
83	ТК-13в	Буйвал.Кол	подающий	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
84	ТК-13в	Буйвал.Кол	обратный	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
85	ТК-13г	Шиховцов	подающий	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
86	ТК-13г	Шиховцов	обратный	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
87	ТК-13д	Куск.Втор	подающий	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
88	ТК-13д	Куск.Втор	обратный	0,032	20,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
89	ТК-13е	Епишкин	подающий	0,032	5,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5

90	ТК-13е	Епишкин	обратный	0,032	5,0	мин. вата	в каналах	1984	5304	1,5
91	ТК-1	ТК-2	подающий	0,076	30,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
92	ТК-1	ТК-2	обратный	0,076	30,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
93	ТК-2	ТК-2д	подающий	0,057	216,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
94	ТК-2	ТК-2д	обратный	0,057	216,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
95	ТК-2д	Бурлаков	подающий	0,032	54,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
96	ТК-2д	Бурлаков	обратный	0,032	54,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
97	ТК-2д	белькова	подающий	0,032	31,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
98	ТК-2д	белькова	обратный	0,032	31,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
99	ТК-2а	Таксанова	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
100	ТК-2а	Таксанова	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
101	ТК-2б	Рудаков	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
102	ТК-2б	Рудаков	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
103	ТК-2в	Свиридов	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
104	ТК-2в	Свиридов	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
105	ТК-2г	Сафронова	подающий	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
106	ТК-2г	Сафронова	обратный	0,032	16,0	мин. вата	без канал.	2006	5304	1,5
107	ТК-1	ТК-1а	подающий	0,108	80,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
108	ТК-1	ТК-1а	обратный	0,108	80,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
109	ТК-1а	ТК-1в	подающий	0,108	65,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
110	ТК-1а	ТК-1в	обратный	0,108	65,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
111	ТК-1в	ТК-1б	подающий	0,076	35,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
112	ТК-1в	ТК-1б	обратный	0,076	35,0	мин. вата	без канал.	2007	5304	1,5
113	ТК-1в	Ишк.Пчел	подающий	0,057	70,0	мин. вата	без канал.	1982	5304	1,5
114	ТК-1в	Ишк.Пчел	обратный	0,057	70,0	мин. вата	без канал.	1982	5304	1,5
115	ТК-1в	Сад.28	подающий	0,049	8,0	мин. вата	без канал.	1982	5304	1,5
116	ТК-1в	Сад.28	обратный	0,049	8,0	мин. вата	без канал.	1982	5304	1,5
117	ТК-1в	Сад.28	подающий	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
118	ТК-1в	Сад.28	обратный	0,032	22,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
119	ТК-1а	ТК-1г	подающий	0,108	20,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
120	ТК-1а	ТК-1г	обратный	0,108	20,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5

121	ТК-1г	ТК-1д	подающий	0,057	60,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
122	ТК-1г	ТК-1д	обратный	0,057	60,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
123	ТК-1д	ТК-1е	подающий	0,057	80,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
124	ТК-1д	ТК-1е	обратный	0,057	80,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
125	ТК-1е	Тырышкин	подающий	0,032	20,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
126	ТК-1е	Тырышкин	обратный	0,032	20,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
127	ТК-1е	Мар.Корот	подающий	0,032	50,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
128	ТК-1е	Мар.Корот	обратный	0,032	50,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
129	ТК-1д	Одиномам.	подающий	0,032	15,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
130	ТК-1д	Одиномам.	обратный	0,032	15,0	мин. вата	без канал.	2004	5304	1,5
Всего по котельной №4:				0,0	6076,0					
<b>Котельная №1</b>										
1	Кот.	ТК-1	подающий	0,089	35,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
2	Кот.	ТК-1	обратный	0,089	35,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
3	ТК-1	ТК-2	подающий	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
4	ТК-1	ТК-2	обратный	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
5	ТК-1	гараж	подающий	0,057	70,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
6	ТК-1	гараж	обратный	0,057	70,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
7	гараж	ТК-4	подающий	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
8	гараж	ТК-4	обратный	0,057	25,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
9	ТК-1	ТК-3	подающий	0,049	50,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
10	ТК-1	ТК-3	обратный	0,049	50,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
Всего по котельной №1:				0,0	410,0					
<b>Котельная №2</b>										
1	Кот.	ТК-1	подающий	0,076	35,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
2	Кот.	ТК-1	обратный	0,076	35,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
3	ТК-1	ТК-2	подающий	0,057	32,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
4	ТК-1	ТК-2	обратный	0,057	32,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
5	ТК-2	зд. админ.	подающий	0,057	28,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
6	ТК-2	зд. админ.	обратный	0,057	28,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
7	ТК-1	муз. школа	подающий	0,032	35,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5



8	ТК-1	муз.школа	обратный	0,032	35,0	мин. вата	без канал.	2009	5304	1,5
9	муз.школа	жил.дом	подающий	0,032	50,0	мин. вата	без канал.	1984	5304	1,5
10	муз.школа	жил.дом	обратный	0,032	50,0	мин. вата	без канал.	1984	5304	1,5
Всего по котельной №2:				0,0	360,0					
<b>Котельная №3</b>										
1	Кот.	ср. школа	подающий	0,159	93,0	мин. вата	без канал.	2012	5304	1,5
2	Кот.	ср. школа	обратный	0,159	93,0	мин. вата	без канал.	2012	5304	1,5
3	ср. школа	интернат	подающий	0,076	20,0	мин. вата	надземная	2003	5304	-
4	ср. школа	интернат	обратный	0,076	20,0	мин. вата	надземная	2003	5304	-
5	теп.трасса	СЮН	подающий	0,057	33,0	мин. вата	надземная	2003	5304	-
6	теп.трасса	СЮН	обратный	0,057	33,0	мин. вата	надземная	2003	5304	-
7	ср. школа	нач.школа	подающий	0,108	7,0	мин. вата	без канал.	2012	5304	1,5
8	ср. школа	нач.школа	обратный	0,108	7,0	мин. вата	без канал.	2012	5304	1,5
9	ср. школа	гараж	подающий	0,057	44,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
10	ср. школа	гараж	обратный	0,057	44,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
11	гараж	гирев.зал	подающий	0,049	13,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
12	гараж	гирев.зал	обратный	0,049	13,0	мин. вата	без канал.	2003	5304	1,5
Всего по котельной №3:				0,0	420,0					
<b>Всего по предприятию:</b>				0	7266,0					

На рисунке 2.3.2.1 представлены доли протяженности тепловых сетей различных видов прокладки от общей протяженности.

### Доли протяженности участков трубопроводов

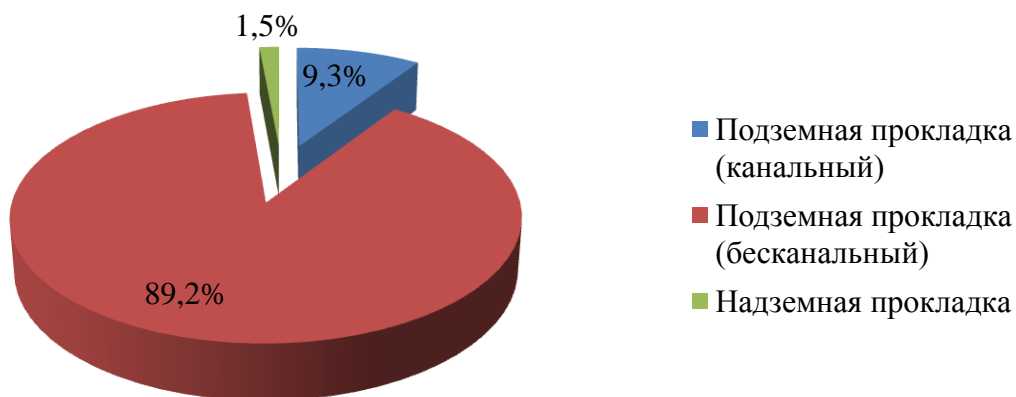


Рисунок 2.3.2.1 – Доли протяженности участков трубопроводов тепловых сетей от котельной МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» различных видов прокладки

Как видно из рисунка 2.3.2.1, 89,2% приходится на трубопроводы тепловых сетей проложенных подземным (бесканальным), 9,3% – подземным (канальным) и 1,5% – надземным способами. Доли протяженности тепловых сетей различных диаметров от общей протяженности представлены на рисунке 2.3.2.2.

### Доли протяженности участков от диаметров

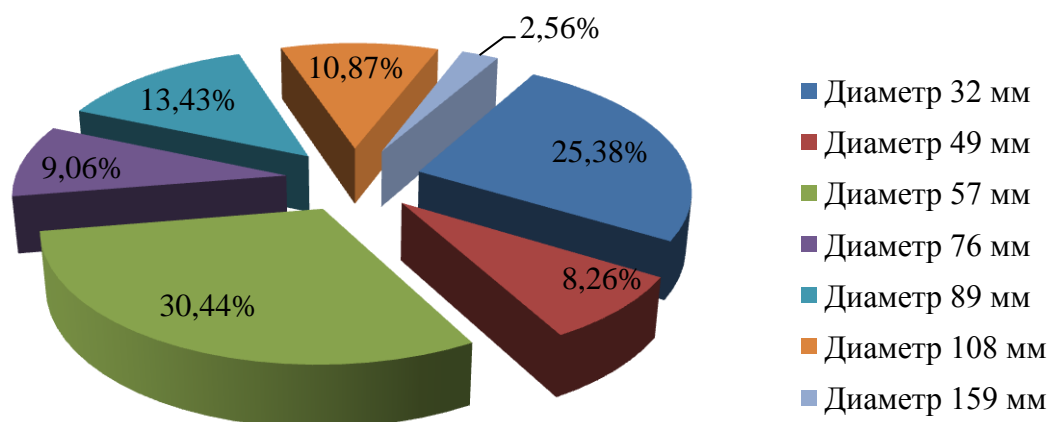


Рисунок 2.3.2.2 – Доли протяженности участков трубопроводов тепловых сетей котельных МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» различных диаметров

Как видно из рисунка, основная доля протяженности приходится на трубопроводы диаметром 57 мм.

#### 2.3.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

На трубопроводах, проложенных надземным способом, установлена необходимая стальная запорная арматура для дренирования сетевой воды, выпуска воздуха из трубопроводов и отключения ответвлений к потребителям тепловой энергии. Тепловые камеры и тепловые колодцы при существующих способах прокладки инженерных сетей отсутствуют.

#### 2.3.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В системе централизованного теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение предусмотрено качественное регулирование отпуска тепловой энергии

потребителям. Утверждённый температурный график отпуска тепла в тепловые сети 95/70°C.

### **2.3.5 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

Исходные данные по запросу разработчика заказчиком схемы теплоснабжения не предоставлены.

### **2.3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей**

Расчетный гидравлический режим и пьезометрические графики тепловых сетей на существующий температурный график регулирования отпуска тепла в тепловые сети теплоснабжающей организацией не разработаны.

### **2.3.7 Насосные станции и тепловые пункты**

Насосные станции и тепловые пункты на предприятии отсутствуют.

### 2.3.8 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

В следующих таблицах отображена информация по инцидентам и авариям на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ».

Таблица 2.3.8.1 – Аварии на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Место повреждения		Дата и время обнаружения повреждения	Количество потребителей, отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (школы, д/с, больницы)			Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причина повреждения
номер участка	участок между тепловыми камерами			Отопление	Вентиляция	ГВС				
н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.3.8.2 – Инциденты на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Место повреждения		Дата и время обнаружения повреждения	Количество потребителей, отключенных от ГВС	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (школы, д/с, больницы) ГВС	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причина повреждения
номер участка	участок между тепловыми камерами							
н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.3.8.3 – Повреждения на тепловых сетях в летний период при гидравлических испытаниях

Место повреждения в период гидравлических испытаний на плотность и прочность		Место повреждения в период повторных испытаний	
номер участка	участок между тепловыми камерами	номер участка	участок между тепловыми камерами
н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.3.8.4 – Данные статистической отчетности по тепловым сетям

Год	Протяженность сетей, нуждающихся в замене, км	Доля сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	Заменено сетей, км	Число инцидентов
2011	1,446	19,90	0	-
2012	1,124	15,47	0,322	-
2013	1,576	21,69	0	-

Техническое состояние трубопроводов тепловых сетей характеризует удельный вес сетей, нуждающихся в замене, в общем протяжении всех тепловых сетей. Необходимо уточнить долю износа после проведения технического освидетельствования тепловых сетей.

### 2.3.9 Диагностика и ремонты тепловых сетей

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.). Данный перечень формируется на основании заявки начальника теплового хозяйства. Проведение летних ремонтов тепловых сетей планируется на основании гидравлических испытаний на прочность и плотность тепловых сетей.

На тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» проводятся следующие виды испытаний:

1. Испытания на плотность и прочность в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» проводятся 1 раз в год – перед началом отопительного сезона в динамическом режиме (то есть при заполненных системах отопления производится включение 2-х сетевых насосов, и за счет повышения давления происходит выявление утечек и порывов).

В теплоснабжающей организации не проведены работы по определению технического состояния систем теплоснабжения в соответствии Письмом Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14 «О Методических рекомендациях по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования». Результаты этой работы должны быть учтены при определении надёжности и обоснований необходимости реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания необходимо проводить не реже одного раза в 5 лет.

Испытания на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не проводились.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей

Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытания необходимо проводить не реже одного раза в 5 лет.

Испытания на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не проводились.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику.

Испытания на тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не проводились.

### **2.3.10 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя**

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» производились согласно Приказу № 325 Минэнерго РФ от 4 октября 2008 года «Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии определялись расчётным способом организацией, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям по следующим показателям:

- потери и затраты теплоносителей (вода);
- потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (вода);
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии.



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;

- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя приведены в таблице 2.3.10.

Таблица 2.3.10 – Потери тепловой энергии и теплоносителя в сетях

Наименование источника тепловой энергии	Годовые нормативные потери в сетях с утечкой и через изоляцию, Гкал	Годовые фактические потери в сетях с утечкой и через изоляцию, Гкал	Годовые нормативные тепловые потери в сетях с утечкой теплоносителя		Годовые фактические тепловые потери в сетях с утечкой теплоносителя	
			м <sup>3</sup>	Гкал	м <sup>3</sup>	Гкал
Котельная №1 с. Черга	35	44	109	н/д	96	н/д
Котельная №2 с. Черга	25	31	215	н/д	189	н/д
Котельная №3 с. Черга	37	46	660	н/д	579	н/д
Котельная №4 с. Черга	707	882	1276	н/д	1119	н/д
Итого	804,2	1003	2260	н/д	1983	н/д

Таблица 2.3.11 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии

Наименование организации	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии		
	Потери и затраты теплоносителей, пар ( <i>m</i> ), вода ( <i>m<sup>3</sup></i> )	Потери тепловой энергии ( <i>Gкал</i> )	Расходы электроэнергии ( <i>тыс. кВт · ч</i> )
МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»	Теплоноситель – вода		
	2260	804,2	н/д

н/д – нет данных

### 2.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети

По состоянию на 2013 год предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не выдавались.

### 2.3.12 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Присоединение потребителей к тепловым сетям в МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» осуществляется по зависимой схеме без снижения потенциала воды при переходе из тепловых сетей в местные системы теплоснабжения. Система теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение является закрытой.

### **2.3.13 Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя**

На котельных, осуществляющих выработку тепловой энергии, приборный (технический) учет не организован. Коммерческий учет тепловой энергии у большинства потребителей не установлен.

В таблице 2.3.13 приведена информация о количестве узлов учета у потребителей тепловой энергии и горячей воды.

Таблица 2.3.13 – Информация о количестве узлов учета у потребителей тепловой энергии и горячей воды

	ГВС	Отопление
Жилое	-	5
Нежилое	-	-
Всего	-	5

### **2.3.14 Анализ работы диспетчерской службы теплоснабжающей организации**

Диспетчерская служба в теплоснабжающей организации отсутствует. Функции диспетчера выполняет дежурный оператор котельной.

### **2.3.15 Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций**

Насосные станции и центральные тепловые пункты со средствами автоматизации в МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» отсутствуют.

### 2.3.16 Защита тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей МО Чергинское сельское поселение от превышения давления не предусмотрена.

### 2.3.17 Бесхозяйные тепловые сети

Бесхозяйных тепловых сетей на территории МО нет.

## 2.4 Зоны действия источников тепловой энергии

Источниками тепловой энергии МО Чергинское сельское поселение являются 4 водогрейные котельные, расположенные на территории с. Черга.

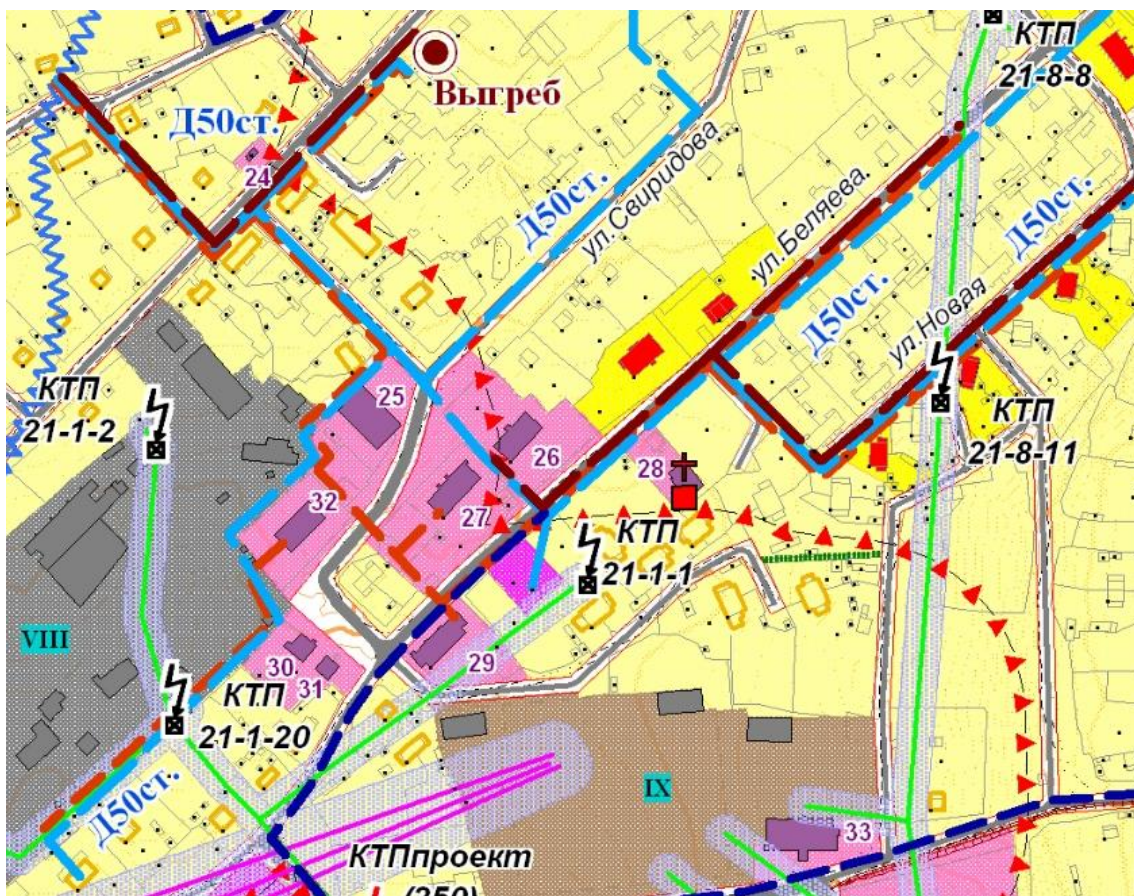


Рисунок 2.4.1 – Карта-схема с. Черга с делением на зоны действия.





Рисунок 2.4.2 – Карта-схема с. Черга с делением на зоны действия.

На рисунках 2.1.4.1-2.1.4.2  выделены тепловые сети от котельных №№ 1, 2, 3, 4 с. Черга.

### 2.4.1 Определение радиуса эффективного 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.

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения котельных приводятся в таблице 2.4.1.5.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения определяем согласно допустимому расстоянию от источника тепла до потребителя с заданным уровнем тепловых потерь для двухтрубной теплотрассы.

1) Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя.

Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя проводится в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям: тепловые потери и потери сетевой воды СО 153-34.20.523 2003 г.

В качестве теплоизоляционного слоя выбран пенополиуретан (ППУ). Время работы тепловой сети в год – более 5000 ч. Предполагая, что ведется новое строительство теплотрассы, коэффициент старения принят равным 1,0. Длина участка – 100 метров. Расчет годовых тепловых потерь произведен для трех типов прокладки тепловых сетей: канальная, безканальная и надземная по диаметрам трубопроводов от 57 мм до 1020 мм отдельно по подающему и обратному трубопроводу. Температурный график работы тепловых сетей принят 95/70°C. Среднемесячные температуры наружного воздуха и грунта – по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Результаты представлены в таблице 2.4.1.1.

Таблица 2.4.1.1 – Годовые тепловые потери трубопроводов с ППУ изоляцией,  
Гкал

Ду, мм	Тип прокладки	Тепловые потери на 100 м тепловой сети, Гкал/год			Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети ( $\sum_{100} Q_{ном}^{Di}$ )
		подающий трубопровод	обратный трубопровод	с утечкой	
57	Б	9,642	7,692	0,276	17,610
	К	7,021	5,601	0,276	12,898
	Н	10,293	8,778	0,276	19,347
76	Б	11,234	8,962	0,528	20,724
	К	8,371	6,679	0,528	15,578
	Н	11,808	10,141	0,528	22,477
89	Б	11,866	9,467	0,744	22,077
	К	9,047	7,217	0,744	17,008
	Н	12,713	10,897	0,744	24,354
108	Б	13,486	10,759	1,106	25,351
	К	9,725	7,757	1,106	18,588
	Н	13,623	11,654	1,106	26,383
133	Б	15,414	12,298	1,726	29,438
	К	11,398	9,093	1,726	22,217
	Н	15,438	13,166	1,726	30,330
159	Б	17,358	13,848	2,486	33,692
	К	11,556	9,220	2,486	23,262
	Н	16,248	13,925	2,486	32,659
219	Б	21,171	16,889	4,738	42,798
	К	14,470	11,543	4,738	30,751
	Н	19,439	16,682	4,738	40,859
273	Б	25,410	20,270	7,416	53,096
	К	16,708	13,331	7,416	37,455
	Н	22,344	19,295	7,416	49,055
325	Б	28,943	23,089	10,558	62,590



	К	18,637	14,867	10,558	44,062
	Н	26,698	23,216	10,558	60,472
373	Б	32,217	25,701	13,936	71,854
	К	20,406	16,277	13,936	50,619
	Н	30,182	26,298	13,936	70,416
426	Б	36,051	28,759	18,950	83,760
	К	22,480	17,934	18,950	59,364
	Н	33,082	28,729	18,950	80,761
478	Б	39,260	31,320	24,006	94,586
	К	24,761	19,753	24,006	68,520
	Н	35,986	31,342	24,006	91,334
530	Б	43,146	34,420	29,554	107,120
	К	26,676	21,281	29,554	77,511
	Н	38,890	33,956	29,554	102,400
630	Б	49,552	39,529	41,948	131,029
	К	30,532	24,357	41,948	96,837
	Н	44,698	39,185	41,948	125,831

Анализ результатов позволяет сделать вывод о том, что при реконструкции тепловых сетей с заменой трубопроводов с традиционной изоляцией на трубопроводы с ППУ изоляцией необходимо, по возможности, укладывать новые трубопроводы на скользящие опоры в существующие каналы из железобетонных лотков без последующей засыпки песком последних.

2) Определение пропускной способности трубопроводов водяных тепловых сетей.

Пропускная способность  $Q^{Di}$  определена по таблице 2.4.1.3 в  $G\text{ккал/час}$  при температурном графике  $95/70^\circ\text{C}$  при следующих условиях:  $k_s = 0,5 \text{ мм}$ ,  $\gamma = 958,4 \text{ кгс/м}^2$  и удельных потерях давления на трение  $\Delta h = 10 \text{ кгс/м}^2 \cdot \text{м}$ . Нагрузка по каждой котельной, а также соответствующий этой нагрузке условный проход труб  $D_y$  представлены в таблице 2.4.1.2.

Таблица 2.4.1.2 – Нагрузка, условный проход труб котельных

Наименование котельной	Нагрузка $Q^{Di}$ , $G_{кал}/час$	Условный проход труб $D_y, мм$	Годовой отпуск, $Q_{год}, G_{кал}$
Котельная №1 с. Черга	0,091	50	118,1
Котельная №2 с. Черга	0,170	57	502,6
Котельная №3 с. Черга	0,501	91	1546,1
Котельная №4 с. Черга	0,692	126	3002,2

3) Годовой отпуск тепловой энергии через трубопровод.

Годовой отпуск определяется по формуле:

$$Q_{год} = Q^{Di} * n * 24,$$

где  $Q^{Di}$  - перспективная нагрузка,  $G_{кал}/ч$ ;

$n$  - продолжительность отопительного периода, значение которой примем равное 221 дню.

Годовой отпуск также представлен в таблице 2.4.1.2.

4) Определение годовых тепловых потерь в соответствии с заданным уровнем

Примем заданный уровень тепловых потерь равным 5% от годового отпуска тепловой энергии (таблица 2.4.1.4).

Таблица 2.4.1.3 – Пропускная способность трубопроводов водяных тепловых сетей

Условный проход труб $D_{\text{у}}$ , мм	Пропускная способность в $t/\text{час}$ при удельной потере давлении на трение $\Delta h$ , $\text{кгс}/\text{м}^2 \cdot \text{м}$				Пропускная способность, $\text{Гкал}/\text{час}$ при температурных графиках в $^{\circ}\text{C}$											
					150 – 70				180 – 70				95 – 70			
	Удельная потеря давления на трение $\Delta h$ , $\text{кгс}/\text{м}^2 \cdot \text{м}$															
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
25	0,45	0,68	0,82	0,95	0,04	0,05	0,07	0,08	0,03	0,04	0,05	0,06	0,011	0,017	0,02	0,024
32	0,82	1,16	1,42	1,54	0,07	0,09	0,11	0,12	0,05	0,07	0,08	0,09	0,02	0,029	0,025	0,028
40	0,38	1,94	2,4	2,75	0,11	0,15	0,19	0,22	0,08	0,12	0,14	0,16	0,035	0,05	0,06	0,07
50	2,45	3,5	4,3	4,95	0,2	0,28	0,34	0,4	0,15	0,21	0,26	0,3	0,06	0,09	0,11	0,12
70	5,8	8,4	10,2	11,7	0,47	0,67	0,82	0,94	0,35	0,57	0,61	0,7	0,15	0,21	0,25	0,29
80	9,4	13,2	16,2	18,6	0,75	1,05	1,3	1,5	0,56	0,79	0,97	1,1	0,23	0,33	0,4	0,47
100	15,6	22	27,5	31,5	1,25	1,75	2,2	2,5	0,93	1,32	1,65	1,9	0,39	0,55	0,68	0,79
125	28	40	49	56	2,2	3,2	3,9	4,5	1,7	2,4	2,9	3,4	0,7	1	1,23	1,4
150	46	64	79	93	3,7	5,1	6,3	7,5	2,8	3,8	4,7	5,6	1,15	1,6	1,9	2,3
175	79	112	138	157	6,3	9	11	12,5	4,7	6,7	8,3	9,4	0,9	2,8	3,4	3,9
200	107	152	186	215	8,6	12	15	17	6,4	9,1	11	13	2,7	3,8	4,7	5,4
250	180	275	330	380	14	22	26	30	11	16	20	23				

300	310	430	530	600	25	34	42	48	19	26	32	36				
350	455	640	790	910	36	51	63	73	27	68	47	55				
400	660	930	1150	1320	53	75	92	106	40	59	69	79				
450	900	1280	1560	1830	72	103	125	147	54	77	93	110				
500	1200	1690	2050	2400	96	135	164	192	72	102	123	144				
600	1880	2650	3250	3800	150	212	260	304	113	159	195	228				
700	2700	3800	4600	5400	216	304	368	432	162	228	276	324				
800	3800	5400	6500	7700	304	443	520	615	228	324	390	460				
900	5150	7300	8800	10300	415	585	705	825	310	437	527	617				
1000	6750	9500	11600	13500	540	760	930	1080	405	570	558	810				
1200	10700	15000	18600	21500	855	1200	1490	1750	640	900	1100	1290				
1400	16000	23000	28000	32000	1280	1840	2240	2560	960	1380	1680	1920				

Таблица 2.4.1.4 – Годовой отпуск и тепловые потери по котельным

Наименование котельной	Годовой отпуск, $Q_{год}$ , Гкал	Годовые потери $Q_{пот}^{год}$ , Гкал
Котельная №1 с. Черга	118,1	5,91
Котельная №2 с. Черга	502,6	25,13
Котельная №3 с. Черга	1546,1	77,31
Котельная №4 с. Черга	3002,2	150,11

5) Определение допустимого расстояния двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь.

Учитывая, что годовые потери тепловой энергии зависят от длины трубопровода линейно, определяем допустимую длину теплотрассы постоянного сечения (таблица 2.4.1.5) по следующей формуле:

$$L_{доп}^{Di} = Q_{пот}^{Di} * 100 / \sum_{100} Q_{пот}^{Di},$$

где  $\sum_{100} Q_{пот}^{Di}$  - суммарные тепловые потери на 100 метрах трассы (таблица 2.4.1.1).

Таблица 2.4.1.5 – Радиус эффективного теплоснабжения котельных

Наименование котельной	Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети ( $\sum_{100} Q_{пот}^{Di}$ )	Фактический радиус $L_{факт}^{Di}$	Эффективный радиус $L_{доп}^{Di}$
Котельная №1 с. Черга	15,45	н/д	38,22
Котельная №2 с. Черга	17,61	н/д	142,70
Котельная №3 с. Черга	22,57	н/д	342,51
Котельная №4 с. Черга	27,89	н/д	538,22

Целесообразно откорректировать величину радиуса эффективного теплоснабжения при очередной актуализации схемы теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение, после освидетельствования тепловых энергоустановок в соответствии Письмом Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14 «О Методических

рекомендациях по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования», и разработки энергетических характеристик тепловых сетей по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах.

## 2.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

### 2.5.1 Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом по котельным МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» представлено в таблицах 2.5.1.1. – 2.5.1.5.

Таблица 2.5.1.1 – Потребление тепловой энергии по котельной №1 с. Черга

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		$t_{cp}$ наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	-	-	15,24	15,24	-17,3	744
Февраль	-	-	13,65	13,65	-15,7	696
Март	-	-	9,60	9,60	-3,5	744
Апрель	-	-	4,52	4,52	6,2	596
Май	-	-	1,98	1,98	8,6	316
Сентябрь	-	-	1,24	1,24	7,7	183
Октябрь	-	-	5,36	5,36	2,6	561
Ноябрь	-	-	9,97	9,97	-5,2	720
Декабрь	-	-	15,45	15,45	-17,8	744
Итого	-	-	74,30	74,30	-5,5	5304

Таблица 2.5.1.2 – Потребление тепловой энергии по котельной №2 с. Черга

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		$t_{cp}$ наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	-	-	96,62	96,62	-17,3	744
Февраль	-	-	86,51	86,51	-15,7	696
Март	-	-	60,87	60,87	-3,5	744
Апрель	-	-	28,64	28,64	6,2	596
Май	-	-	12,54	12,54	8,6	316
Сентябрь	-	-	7,84	7,84	7,7	183
Октябрь	-	-	33,99	33,99	2,6	561
Ноябрь	-	-	63,17	63,17	-5,2	720
Декабрь	-	-	97,92	97,92	-17,8	744
Итого	-	-	470,90	470,90	-5,5	5304

Таблица 2.5.1.3 – Потребление тепловой энергии по котельной №3 с. Черга

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		$t_{cp}$ наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	-	-	30,86	30,86	-17,3	744
Февраль	-	-	27,63	27,63	-15,7	696
Март	-	-	19,44	19,44	-3,5	744
Апрель	-	-	9,15	9,15	6,2	596
Май	-	-	4,01	4,01	8,6	316
Сентябрь	-	-	2,50	2,50	7,7	183
Октябрь	-	-	10,85	10,85	2,6	561
Ноябрь	-	-	20,18	20,18	-5,2	720
Декабрь	-	-	31,27	31,27	-17,8	744
Итого	-	-	150,40	150,40	-5,5	5304

Таблица 2.5.1.4 – Потребление тепловой энергии по котельной №4 с. Черга

Месяц	Q Жилого фонда, Гкал		Q Нежилого фонда, Гкал		$t_{cp}$ наружн. возд.	Продолжительность отопительного периода, час/месяц
	Факт	Норма	Факт	Норма		
Январь	241,51	241,51	193,56	193,56	-17,3	744
Февраль	216,23	216,23	173,31	173,31	-15,7	696
Март	152,15	152,15	121,95	121,95	-3,5	744
Апрель	71,58	71,58	57,37	57,37	6,2	596
Май	31,35	31,35	25,13	25,13	8,6	316
Сентябрь	19,59	19,59	15,70	15,70	7,7	183
Октябрь	84,95	84,95	68,08	68,08	2,6	561
Ноябрь	157,90	157,90	126,55	126,55	-5,2	720
Декабрь	244,74	244,74	196,16	196,16	-17,8	744
Итого	1177,03	1177,03	943,37	943,37	-5,5	5304

Таблица 2.5.1.5 – Производство и потребление (баланс) тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наименование	Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал/год					
	Выработано	Собствен ные нужды котельной	Хозяйствен ные нужды (ГВС и отопление собственных зданий)	Отпуск в сеть	Потери тепло вой энергии	Реали зация
Котельная с. Черга	5493	199,5	124,5	5169	1003	4166

### 2.5.2 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 МО Чергинское сельское поселение не используются.



### 2.5.3 Значения тепловых нагрузок при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Тепловые нагрузки потребителей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (ГВС) приняты в соответствии с договорными нагрузками потребителей тепловой энергии по данным МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» и приведены в нижеследующих таблицах 2.5.3.1–2.5.3.2.

Таблица 2.5.3.1 – Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии жилого фонда

Адрес	Отапливаемый объем, м <sup>3</sup>	Тепловая нагрузка, Гкал/час				Источник теплоснабжения
		Отопление	ГВС	Вентиляция	Всего	
с. Черга	51233	2,457	-	-	н/д	Индивидуальный
с. Барлак	1444	0,	-	-	н/д	Индивидуальный
с. Черга	12203	0,4965	-	-	0,4965	Котельная №4
Итого по жилому фонду	12203	0,4965	-	-	0,4965	-

Таблица 2.5.3.2 – Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии нежилого фонда

Адрес	Отапливаемый объем, м <sup>3</sup>	Тепловая нагрузка, Гкал/час				Источник теплоснабжения
		Отопление	ГВС	Вентиляция	Всего	
с. Черга	н/д	н/д	-	-	н/д	Индивидуальный
с. Барлак	н/д	н/д	-	-	н/д	Индивидуальный
ИП Дорожкина (магазин)	340	0,0113	-	-	0,0113	Котельная №1
ИП Панчулидзе (магазин)	500	0,0166	-	-	0,0166	Котельная №1
ИП Каташева (магазин)	117,5	0,0052	-	-	0,0052	Котельная №1
Октябрьская, 137 (адм.здан.)	335	0,0072	-	-	0,0072	Котельная №1

Октябрьская,137 (гараж.)	950	0,0321	-	-	0,0321	Котельная №1
Октябрьская,137 (бытовка.)	82,5	0,0032	-	-	0,0032	Котельная №1
Октябрьская,137 (столярка.)	235	0,0062	-	-	0,0062	Котельная №1
Октябрьская,137 (котельная)	260	0,0088	-	-	0,0088	Котельная №1
Гараж с/администрации	535	0,0203	-	-	0,0203	Котельная №2
Административное здание с/адм.	442,5	0,0231	-	-	0,0231	Котельная №2
СДК	4750	0,0919	-	-	0,0919	Котельная №2
Муз. школа, библиотека	1295	0,0274	-	-	0,0274	Котельная №2
Октябрьская,122а (котельная)	152,5	0,0077	-	-	0,0077	Котельная №2
средняя школа	31635	0,2112	-	-	0,2112	Котельная №3
начальная школа	7580	0,1048	-	-	0,1048	Котельная №3
мастерская	607,5	0,0313	-	-	0,0313	Котельная №3
интернат	6260	0,0798	-	-	0,0798	Котельная №3
СЮН	347,5	0,0143	-	-	0,0143	Котельная №3
Гиревой зал	327,5	0,0165	-	-	0,0165	Котельная №3
Мастерская, гараж	340	0,0123	-	-	0,0123	Котельная №3
Сторожка	180	0,0082	-	-	0,0082	Котельная №3
Октябрьская 125а (котельная)	455	0,0228	-	-	0,0228	Котельная №3
Чергинская участковая больница	3065	0,0540	-	-	0,0540	Котельная №4
Гараж больницы	475	0,0182	-	-	0,0182	Котельная №4
д/сад «Мараленок»	880	0,0398	-	-	0,0398	Котельная №4
Адм. здание АЭХ	2700	0,0262	-	-	0,0262	Котельная №4
Гостиница АЭХ	270	0,0052	-	-	0,0052	Котельная №4
ИциГ	184,25	0,0083	-	-	0,0083	Котельная №4
Гараж АЭХ	1480	0,0208	-	-	0,0208	Котельная №4
Ул. Свиридова №18а (Кот. №4)	687,5	0,0228	-	-	0,0228	Котельная №4
Всего по нежилому фонду	67469,25	0,9576	-	-	0,9576	-

Общая расчётная тепловая нагрузка потребителей, контролируемая МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ», по состоянию на 01.01.2014 г составила 1,454 Гкал/ч.

#### **2.5.4 Существующий норматив потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

По приказу Комитета по тарифам Республики Алтай №19/4 от 14.12.2012г. «Об утверждении нормативов отопления, горячего водоснабжения, нормативов потребления коммунальной услуги по теплоснабжению на общедомовые нужды для населения в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Алтай», приняты следующие нормы потребления коммунальных услуг.

Нормативы отопления на 1кв. метр жилой площади для многоквартирных домов или жилых домов представлены в таблице 2.5.4.1

Таблица 2.5.4.1 – Нормативы отопления на 1кв. метр жилой площади для многоквартирных домов или жилых домов

I. Многоквартирные дома или жилые дома до		II. Многоквартирные дома или жилые дома после	
количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц	количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц
1	0,0370	1	0,0252
2	0,0343	2	0,0211
3-4	0,0216	3	0,0208
5-9	0,0187	4-5	0,0180
		6-7	0,0168
		8-9	0,0160
		10	0,0151

Примечание:

Начало отопительного периода устанавливается при среднесуточной температуре наружного воздуха ниже +8 град.С, а конец отопительного периода - при среднесуточной температуре наружного воздуха выше +8 град.С в течение 5 суток подряд.

Норматив рассчитан при оплате в течение отопительного периода.

Таблица 2.5.4.2 Нормативы потребления коммунальной услуги по теплоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории Республики Алтай

I. Многоквартирные дома или жилые дома до		II. Многоквартирные дома или жилые дома после	
количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц	количество этажей	расчетное значение норматива, Гкал/кв.метр в месяц
1	0,0370	1	0,0252
2	0,0343	2	0,0211
3-4	0,0216	3	0,0208
5-9	0,0187	4-5	0,0180
		6-7	0,0168
		8-9	0,0160
		10	0,0151

Примечание:

Начало отопительного периода устанавливается при среднесуточной температуре наружного воздуха ниже +8 град.С, а конец отопительного периода - при среднесуточной температуре наружного воздуха выше +8 град.С в течение 5 суток подряд.

Норматив рассчитан при оплате в течение отопительного периода.

Таблица 2.5.4.3 Нормативы горячего водоснабжения для населения в многоквартирных домах или жилых домах

Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	наличие полотенцесушитель	норматив горячей воды с учетом потерь в инженерных сетях многоквартирного дома или жилого дома, куб. метров/человека в месяц	нормативное количество тепловой энергии в 1 куб.метре горячей воды с учетом потерь тепловой энергии в инженерных сетях многоквартирного дома или жилого дома
В многоквартирных домах или жилых домах с ванными и(или) душем	есть	2,80	0,0866
	нет	2,80	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах без ванн	нет	2,04	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах без ванн и душа	нет	1,61	0,0606
В многоквартирных домах или жилых домах не канализированных	есть	1,08	0,0866
	нет	1,08	0,0606

## 2.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

### 2.6.1 Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки

В рамках работ по разработке схемы теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение до 2028 года на основании предоставленных данных присоединённых тепловых нагрузок, установленных мощностей и собственных нужд котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведенные в таблицах 2.6.1.1. – 2.6.1.4.

Таблица 2.6.1.1 – Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 с. Черга с водогрейными котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, *Гкал/ч*

Год	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная мощность оборудования	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
в том числе в горячей воде	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	-	-	-	0,8	1,8
Располагаемая мощность оборудования	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери располагаемой тепловой мощности в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0357
Собственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0043
Потери мощности в тепловой сети	н/д	н/д	н/д	н/д	0,008
Хозяйственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0235
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,088
отопление	н/д	н/д	н/д	н/д	0,088
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (среднее за сутки)	-	-	-	-	-

Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,088
жилые здания, из них	-	-	-	-	-
население	-	-	-	-	-
нежилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	0,088
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	н/д	н/д	0,088
нагрузка ГВС (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Доля резерва, %	н/д	н/д	н/д	н/д	0

Таблица 2.6.1.2 – Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №2 с. Черга с водогрейными котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде,  $G_{\text{кэл/ч}}$

Год	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная мощность оборудования	0,46	0,46	0,46	0,4	0,4
в том числе в горячей воде	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	-	-	-	0,5	1,5
Располагаемая мощность оборудования	0,46	0,46	0,46	0,4	0,4
Потери располагаемой тепловой мощности в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0096
Собственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0036
Потери мощности в тепловой сети	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0060
Хозяйственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,170
отопление	н/д	н/д	н/д	н/д	0,170
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (среднее за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,170

жилые здания, из них	-	-	-	-	-
население	-	-	-	-	-
нежилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	0,170
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	н/д	н/д	0,170
нагрузка ГВС (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	н/д	н/д	0,2204
Доля резерва, %	н/д	н/д	н/д	н/д	56,46

Таблица 2.6.1.3 – Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №3 с. Черга с водогрейными котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, *Гкал/ч*

Год	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная мощность оборудования	0,63	1,04	1,04	1,04	1,04
в том числе в горячей воде	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	-	0	1	2	3
Располагаемая мощность оборудования	0,63	1,04	1,04	1,04	1,04
Потери располагаемой тепловой мощности в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0194
Собственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0108
Потери мощности в тепловой сети	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0086
Хозяйственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,501
отопление	н/д	н/д	н/д	н/д	0,501
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (среднее за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,501
жилые здания, из них	-	-	-	-	-

население	-	-	-	-	-
нежилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	0,501
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	н/д	н/д	0,501
нагрузка ГВС (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	н/д	н/д	0,520
Доля резерва, %	н/д	н/д	н/д	н/д	50,91

Таблица 2.6.1.4 – Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №4 с. Черга с водогрейными котлоагрегатами с присоединенной тепловой нагрузкой в горячей воде, *Гкал/ч*

Год	2009	2010	2011	2012	2013
Установленная мощность оборудования	2,4	2,4	2,68	2,68	3,13
в том числе в горячей воде	-	-	-	-	-
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов (лет)	-	-	0,2	1,2	2,2
Располагаемая мощность оборудования	2,4	2,4	2,68	2,68	3,13
Потери располагаемой тепловой мощности в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,1842
Собственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0179
Потери мощности в тепловой сети	н/д	н/д	н/д	н/д	0,1663
Хозяйственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,692
отопление	н/д	н/д	н/д	н/д	0,692
вентиляция	-	-	-	-	-
горячее водоснабжение (среднее за сутки)	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	0,692
жилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	0,4965
население	н/д	н/д	н/д	н/д	0,4965



нежилые здания, из них	н/д	н/д	н/д	н/д	0,165
финансируемые из бюджета	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прочие в горячей воде	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	-	-	-	-	-
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	н/д	н/д	н/д	н/д	0,692
нагрузка ГВС (средняя за сутки)	-	-	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	н/д	н/д	н/д	н/д	2,254
Доля резерва, %	н/д	н/д	н/д	н/д	76,51

**2.6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

В системе централизованного теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение принято централизованное качественное регулирование отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке. Вся выработка тепловой энергии приходится на котельные МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ». Утвержденный график – 95/70°С. Система теплоснабжения закрытая.

Анализ гидравлического режима должен производиться по данным карт эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей, утвержденных руководителем теплоснабжающей организации:

- данные о суточном отпуске тепловой энергии за отопительный период для котельной;

- данные о фактических параметрах теплоносителя на выводе из котельной;

- данные о фактических удельных расходах сетевой воды за отопительный период для котельной;

- проектные температурные графики отпуска тепловой энергии для котельной.

Текущие показатели теплоносителя (температура, давление подачи и обратное) фиксируются обслуживающим персоналом в вахтенном журнале котельной.

## 2.7 Балансы теплоносителя

В таблицах 2.7.1 – 2.7.4 приведены годовые расходы теплоносителя.

Таблица 2.7.1 – Годовой расход теплоносителя на котельной №1 с. Черга

Год	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012	2013
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,07	0,11	0,11	0,1
нормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,07	0,11	0,11	0,1
сверхнормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	<i>тыс. т /год</i>	-	-	-	-	-

Таблица 2.7.2 – Годовой расход теплоносителя на котельной №2 с. Черга

Год	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012	2013
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,19	0,22	0,22	0,19
нормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,19	0,22	0,22	0,19
сверхнормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	<i>тыс. т /год</i>	-	-	-	-	-

Таблица 2.7.3 – Годовой расход теплоносителя на котельной №3 с. Черга

Год	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012	2013
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,56	0,71	0,71	0,58
нормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	0,56	0,71	0,71	0,58
сверхнормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	<i>тыс. т /год</i>	-	-	-	-	-

Таблица 2.7.4 – Годовой расход теплоносителя на котельной №4 с. Черга

Год	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012	2013
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	<i>тыс. т /год</i>	н/д	1,24	1,42	1,41	1,12
нормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	1,24	1,42	1,41	1,12
сверхнормативные утечки теплоносителя	<i>тыс. т /год</i>	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	<i>тыс. т /год</i>	-	-	-	-	-

## 2.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Для производства тепловой энергии МО Чергинское сельское поселение используется каменный уголь. Характеристика каменного угля представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Основные характеристики используемого топлива

Характеристика	Обозначение	Размерность	Значение
Низшая теплота сгорания	$Q_n^p$	ккал/м <sup>3</sup>	н/д
Зольность рабочая	$A^p$	%	н/д

Влажность рабочая	$W^p$	%	н/д
Выход летучих	$V^c$	%	н/д

В следующей таблице приведены виды основного используемого топлива и его количество.

Таблица 2.8.2 – Описание видов и количества основного используемого топлива

Вид топлива	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Котельные с. Черга</b>					
Уголь каменный	н/д	1980	2194	1930	1995

## 2.9 Надежность теплоснабжения

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{от}$  [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла  $Q_{ав}/Q_{расч}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепла за год (Гкал),  $Q_{расч}$  – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год (Гкал). Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

### 1) Показатель надежности электроснабжения источников тепла ( $K_э$ )

Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения  $K_э = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника

тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0:  $K_э = 0,8$ ;

- 5,0 – 20:  $K_э = 0,7$ ;

- свыше 20:  $K_э = 0,6$ .

Принимаем  $K_э = 0,8$  (Таблица 2.9.1).

Таблица 2.9.1 – Мощности источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Установленная мощность	$K_{\text{э}}$
Котельная №1 с. Черга	0,1	0,8
Котельная №2 с. Черга	0,4	0,8
Котельная №3 с. Черга	1,04	0,8
Котельная №4 с. Черга	3,13	0,8

2) Показатель надежности водоснабжения источников тепла ( $K_{\text{в}}$ )

Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения  $K_{\text{в}} = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника

тепловой энергии ( $G_{\text{кэл/ч}}$ ):

- до 5,0:  $K_{\text{в}} = 0,8$ ;
- 5,0 – 20:  $K_{\text{в}} = 0,7$ ;
- свыше 20:  $K_{\text{в}} = 0,6$ .

Принимаем  $K_{\text{в}} = 0,8$ , так как система резервного водоснабжения отсутствует а мощность каждого источника тепловой энергии менее 5  $G_{\text{кэл/ч}}$  (Таблица 2.9.2).

Таблица 2.9.2 – Мощности источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Установленная мощность	$K_{\text{в}}$
Котельная №1 с. Черга	0,1	0,8
Котельная №2 с. Черга	0,4	0,8
Котельная №3 с. Черга	1,04	0,8
Котельная №4 с. Черга	3,13	0,8

### 3) Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ( $K_m$ )

Характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива  $K_m = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии ( $G_{\text{ккал/ч}}$ ):

- до 5,0:  $K_T = 1,0$ ;

- 5,0 – 20:  $K_T = 0,7$ ;

- свыше 20:  $K_T = 0,5$ .

Принимаем  $K_T = 1,0$ , так как резервное топливо отсутствует (Таблица 2.9.3).

Таблица 2.9.3 – Мощности источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Установленная мощность	$K_m$
Котельная №1 с. Черга	0,1	1,0
Котельная №2 с. Черга	0,4	1,0
Котельная №3 с. Черга	1,04	1,0
Котельная №4 с. Черга	3,13	1,0

### 4) Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ( $K_{\text{б}}$ )

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10:  $K_{\text{б}} = 1,0$ ;

- 10 – 20:  $K_{\text{б}} = 0,8$ ;

- 20 – 30:  $K_{\text{б}} = 0,6$ ;

- свыше 30:  $K_{\text{б}} = 0,3$ .

Принимаем  $K_{\text{б}} = 1,0$ .

Таблица 2.9.4 – Значения дефицитов каждого из источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Значение дефицита, %	$K_{\delta}$
Котельная №1 с. Черга	-	1,0
Котельная №2 с. Черга	-	1,0
Котельная №3 с. Черга	-	1,0
Котельная №4 с. Черга	-	1,0

5) Показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_c$ )

Показатель, характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10:  $K_c = 1,0$ ;
- 10 – 20:  $K_c = 0,8$ ;
- 20 – 30:  $K_c = 0,6$ ;
- свыше 30:  $K_c = 0,5$ .

Необходимо уточнить коэффициенты после проведения технического освидетельствования.

Таблица 2.9.5 – Значения износа трубопроводов каждого из источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Доля износа трубопроводов, %	$K_c$
Котельная №1 с. Черга	0	1,0
Котельная №2 с. Черга	27,78	0,6
Котельная №3 с. Черга	0	1,0
Котельная №4 с. Черга	24,29	0,6

б) Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк}$ )

Характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 * S) \quad (1 / (км * год)),$$

где  $n_{отк}$  - количество отказов за последние три года;

$S$  - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения (км).



В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{отк}$ ):

- до 0,5:  $K_{отк} = 1,0$ ;
- 0,5 - 0,8:  $K_{отк} = 0,8$ ;
- 0,8 - 1,2:  $K_{отк} = 0,6$ ;
- свыше 1,2:  $K_{отк} = 0,5$ .

Принимаем  $K_{отк} = 1,0$  виду отсутствия отказов.

Таблица 2.9.6 – Интенсивность отказов тепловых сетей каждого из источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Интенсивность отказов тепловых сетей, %	$K_{отк}$
Котельная №1 с. Черга	-	1,0
Котельная №2 с. Черга	-	1,0
Котельная №3 с. Черга	-	1,0
Котельная №4 с. Черга	-	1,0

#### 7) Показатель относительного недоотпуска тепла ( $K_{нед}$ )

В результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{ав} / Q_{факт} * 100 (\%),$$

где  $Q_{ав}$  - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$  - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ( $Q_{нед}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{нед}$ ):

- до 0,1:  $K_{нед} = 1,0$ ;
- 0,1 - 0,3:  $K_{нед} = 0,8$ ;
- 0,3 - 0,5:  $K_{нед} = 0,6$ ;
- свыше 0,5:  $K_{нед} = 0,5$ .

Принимаем  $K_{нед} = 1,0$ , так как отсутствует недоотпуск тепла.

Таблица 2.9.7 – Показатель относительного недоотпуска тепла каждого из источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Недоотпуск тепла, %	$K_{нед}$
Котельная №1 с. Черга	-	1,0
Котельная №2 с. Черга	-	1,0
Котельная №3 с. Черга	-	1,0
Котельная №4 с. Черга	-	1,0

8) Показатель качества теплоснабжения ( $K_{ж}$ )

Показатель характеризуется количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения:

$$Ж = D_{жал} / D_{сумм} (\%),$$

где  $D_{сумм}$  - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{жал}$  - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ( $Ж$ ) определяется показатель надежности ( $K_{ж}$ ):

- до 0,2:  $K_{ж} = 1,0$ ;
- 0,2 – 0,5:  $K_{ж} = 0,8$ ;
- 0,5 – 0,8:  $K_{ж} = 0,6$ ;
- свыше 0,8:  $K_{ж} = 0,4$ .

Принимаем  $K_{ж} = 1,0$  по причине отсутствия жалоб на работу системы теплоснабжения.

Таблица 2.9.8 – Показатель качества теплоснабжения каждого из источников тепловой энергии и соответствующие им коэффициенты

Наименование котельной	Количеством жалоб потребителей, шт.	$K_{ж}$
Котельная №1 с. Черга	0	1,0

Котельная №2 с. Черга	0	1,0
Котельная №3 с. Черга	0	1,0
Котельная №4 с. Черга	0	1,0

9) Показатель надежности системы теплоснабжения ( $K_{над}$ )

Определяется, как средний по частным показателям  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_т$ ,  $K_б$ ,  $K_с$ ,  $K_{отк}$ ,  $K_{нед}$ ,  $K_{жс}$ :

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_с + K_{отк} + K_{нед} + K_{жс}}{n},$$

Наименование котельной	$K_{над}$
Котельная №1 с. Черга	0,95
Котельная №2 с. Черга	0,90
Котельная №3 с. Черга	0,95
Котельная №4 с. Черга	0,90

где  $n$  - число показателей, учтенных в числителе.

10) Оценка надежности систем теплоснабжения

По полученному показателю система теплоснабжения оценивается, как надёжная (показатель лежит в промежутке 0,75 – 0,95), но необходимо принять техническое (проектное) решение по обеспечению источника тепловой энергии резервной системой ресурсоснабжения.

## **2.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Раздел содержит описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями,

устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии рекомендуется принимать по статьям, структура которых установлена материалами тарифных дел согласно таблице 2.10.

Данные по хозяйственной деятельности МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» не предоставлены.

Таблица 2.10 – Структура производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии

	2009	2010	2011	2012	2013
1 Сырье, основные материалы	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2 Вспомогательные материалы - из них на ремонт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3 Работы и услуги производственного характера - из них на ремонт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
4 Топливо на технологические цели - уголь - природный газ - мазут	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5 Энергия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5.1 Энергия на технологические цели	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5.2 Энергия на хозяйственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
6 Затраты на оплату труда - из них на ремонт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
7 Отчисления на социальные нужды - из них на ремонт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
8 Амортизация основных средств	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9 Прочие затраты всего, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.1 Целевые средства на НИОКР	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.2 Средства на страхование	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.3 Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.4 Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

9.5 Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.6 Водный налог (ГЭС)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.7 Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.7.1 Налог на землю	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.7.2 Налог на пользователей автодорог	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.7.3 Налог на имущество	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.8 Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т. ч.:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.8.1 Арендная плата	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10 Итого расходов - из них на ремонт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
11 Недополученный по независящим причинам доход	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12 Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13 Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

## 2.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Целью настоящего раздела является описание:

- динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних трех лет;
- структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;
- платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности;
- платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Таблица 2.10.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям

№ п/п	Наименование поставщика	Тариф, руб./Гкал		
		2011 год	2012 год	2013 год
Тариф на отпуск тепловой энергии				
1	н/д	н/д	н/д	н/д
Тариф на передачу тепловой энергии				
2	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.10.2 – Годовой баланс производства и реализации тепловой энергии

Калькуляционные статьи затрат	Единица измерения	2009 (план)	2009 (факт)	2010 (план)	2010 (факт)	2011 (план)	2011 (факт)	2012 (план)	2012 (факт)	2013 (план)	2013 (факт)
Тариф на тепловую	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. затраты на топливо (природный газ)	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. затраты на электроэнергию	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. Затраты на воду	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Уд. Затраты на зарплату с отчислениями	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	руб./месс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Уд. Затраты на расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, включая	руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	% тарифа	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Полезный отпуск на Единицу персонала в год	Гкал/чел.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

## **2.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения**

Целью настоящего раздела является описание:

- существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);
- существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);
- проблем развития систем теплоснабжения;
- существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;
- анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

### **Перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения:**

1. Износ основных фондов.
2. В ТСО не разработаны энергетические характеристики тепловых сетей по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах в соответствии с ПТЭ п. 2.5.6.
3. Не организован в достаточной степени приборный учёт отпускаемой теплоты от источника (котельной).
4. Не проводятся режимно-наладочные испытания тепловых сетей.
5. Не разработаны гидравлические режимы тепловых сетей.
6. Не проведена наладка теплопотребляющих установок потребителей.



7. Источники теплоснабжения, в т.ч. тепловые сети не связаны между собой аварийными переключателями, что снижает надежность теплоснабжения потребителей.

**Рекомендации:**

1. В соответствии с п. 6.2.32 ПТЭ тепловых энергоустановок провести испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, на определение тепловых и гидравлических потерь и результаты внести в паспорт тепловой сети. Результаты использовать при разработке программ по повышению энергоэффективности систем теплоснабжения.

2. Провести техническое освидетельствование тепловых сетей и оборудования в соответствии с «Методическими рекомендациями по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путём проведения освидетельствования». (Письмо Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14, ПТЭ тепловых энергоустановок п. 2.6.2).

3. Используя результаты испытаний, разработать соответствующие энергетические характеристики и выполнить гидравлический расчёт тепловых сетей, в том числе программу наладки теплопотребляющих установок потребителей.

4. Выполнить наладку теплопотребляющих установок потребителей.

5. Провести диагностику трубопроводов тепловых сетей (неразрушающим методом) с целью определения коэффициента аварийноопасности, установления сроков и условий их эксплуатации и определения мер, необходимых для обеспечения расчетного ресурса тепловых сетей с последующим техническим освидетельствованием в соответствии с ПТЭ тепловых энергоустановок п. 2.6.2. Результаты использовать, как обосновывающие материалы, при разработке инвестиционных программ.

## 3 Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 3.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Суммарная присоединённая нагрузка потребителей МО Чергинское сельское поселение, снабжаемого теплом посредством энергоисточника МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» составляет 1,454 Гкал/ч (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Тепловые нагрузки потребителей городского поселения

Источник тепловой энергии	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	Жилой фонд	Нежилой фонд	Всего
Котельная №1 с. Черга	-	0,091	0,091
Котельная №2 с. Черга	-	0,170	0,170
Котельная №3 с. Черга	-	0,501	0,501
Котельная №4 с. Черга	0,4965	0,195	0,692
Индивидуальный источник	н/д	н/д	н/д
Итого централизованный источник	0,4965	0,958	1,454

### 3.2 Прогноз приростов на каждом этапе площади строительных фондов на период до 2028 года с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания

Таблица 3.2.1 – Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда МО Чергинское сельское поселение

Показатель	Ед. изм.	Значения		
		Исх. год 2013	Первая оч. 2018	Расч. срок 2028
Численность населения	<i>чел.</i>	1908	2190	2350
Жилищный фонд на начало года	<i>тыс. м<sup>2</sup></i>	32,440	40,396	48,051

Таблица 3.2.2 – Сводные показатели динамики жилой застройки в МО Чергинское сельское поселение

		2013	2018	2028
Сохраняемые жилые строения	площадь, $m^2$	32440	40396	48051
	нагрузка, $G_{\text{кал/час}}$	3,0228	3,8746	4,6089
Сносимые жилые строения	площадь, $m^2$	-	-	1649
	нагрузка, $G_{\text{кал/час}}$	-	-	0,1582
Проектируемые жилые строения	площадь, $m^2$	-	7956	17260
	нагрузка, $G_{\text{кал/час}}$	-	0,7113	1,5431
Всего жилищного фонда	площадь, тыс. $m^2$	32440	40396	48051
	нагрузка, $G_{\text{кал/час}}$	3,0228	3,8746	4,6089

#### 4 Глава 3 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Глава 3 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» обосновывающих материалов разработана в соответствии с пунктом 39 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» с целью установления дефицитов тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии.

Таблица 4.1 – Расчет тепловых нагрузок на проектируемые объекты с. Черга

№	Наименование здания	Площадь общая здания, (м <sup>2</sup> ) м <sup>3</sup>	Теплопотребление, Гкал/ч			
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
Котельная для д/с						
1	Детские ясли-сад на 100 мест	790	0,11456	0,03954	0,14014	0,420
2	Магазин		0,189	-	-	0,189
3	Предприятие бытового обслуживания		0, 00758	-	-	0, 0758
	Всего		0,30356	0,03954	0,14014	0,685

На рисунке 4.1 изображена диаграмма роста нагрузки по отношению к располагаемой мощности оборудования.

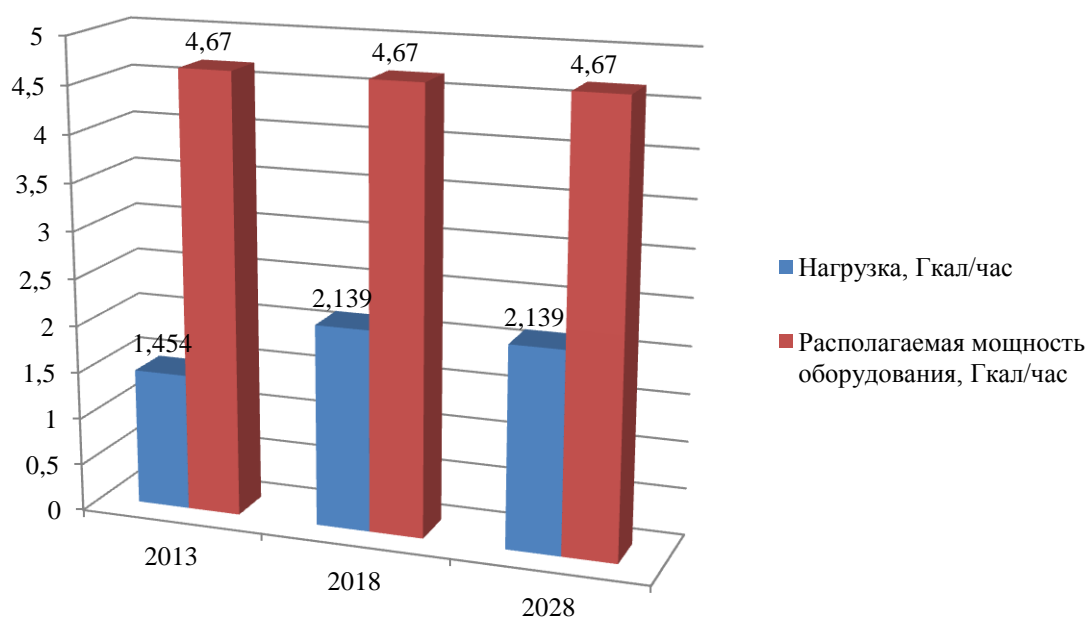


Рисунок 4.1 – Диаграмма роста нагрузки по отношению к располагаемой мощности оборудования

Располагаемой мощности оборудования достаточно для покрытия существующих и перспективных нагрузок.

## **5 Глава 4 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах**

### **5.1 Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителей**

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

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

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

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

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой,  $m^3$ , определялись по формуле:

$$G_{ут.н.} = a \cdot V_{год} \cdot n_{год} \cdot 10^{-2} = m_{ут.год.н.} \cdot n_{год},$$

где  $a$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя,  $м^3/ч \cdot м^3$ , установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{год}$  - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией,  $м^3$ ;

$n_{год}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{ут.год.н.}$  - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой,  $м^3/ч$ .

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей,  $м^3$ , определяется согласно выражению:

$$V_{год} = (V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}) / (n_{от} + n_{л}) = (V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}) / n_{год},$$

где  $V_{от}$  и  $V_{л}$  - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах,  $м^3$ ;

$n_{от}$  и  $n_{л}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

$$G_{ут.н.} = 3,0 м^3$$

Баланс производительности ВПУ системы теплоснабжения МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» соответствует таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для котельной №1 МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2009	2014	2029
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	тонн/ч	-	-	0,15
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	-	-	0,15
Всего подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,07	0,11	0,1

Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	<i>тонн/ч</i>	0,11	0,11	0,11
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	<i>тонн/ч</i>	-	-	0,04
Доля резерва	%	-	-	26,66

Таблица 5.2 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для котельной №2 МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2009	2014	2029
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	<i>тонн/ч</i>	-	-	0,30
Располагаемая производительность ВПУ	<i>тонн/ч</i>	-	-	0,30
Всего подпитка тепловой сети	<i>тонн/ч</i>	0,19	0,22	0,19
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	<i>тонн/ч</i>	0,22	0,22	0,22
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	<i>тонн/ч</i>	-	-	0,08
Доля резерва	%	-	-	26,66

Таблица 5.3 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для котельной №3 МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2009	2014	2029
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	<i>тонн/ч</i>	0,8	0,8	0,8
Располагаемая производительность ВПУ	<i>тонн/ч</i>	0,8	0,8	0,8
Всего подпитка тепловой сети	<i>тонн/ч</i>	0,56	0,58	0,71
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	<i>тонн/ч</i>	0,71	0,71	0,71
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	<i>тонн/ч</i>	0,09	0,09	0,09
Доля резерва	%	11,25	11,25	11,25

Таблица 5.4 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для котельной №4 МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ»

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2009	2014	2029
Производительность ВПУ (водоподготовительной установки)	<i>тонн/ч</i>	1,6	1,6	1,6
Располагаемая производительность ВПУ	<i>тонн/ч</i>	1,6	1,6	1,6



Всего подпитка тепловой сети	<i>тонн/ч</i>	1,25	1,12	1,42
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	<i>тонн/ч</i>	1,42	1,42	1,42
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	<i>тонн/ч</i>	0,18	0,18	0,18
Доля резерва	%	11,25	11,25	11,25

## **6 Глава 5 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

Таблица 6 – Мероприятия и затраты на их внедрение

Наименование планируемого мероприятия, вид энергетического ресурса	Затраты (план), тыс. руб.	Планируемая дата внедрения, год
Установка оборудования химводоподготовки в котельных №№ 1, 2 с. Черга	70	2016

### **6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Согласно статье 14 ФЗ № 190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ № 190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к

системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при

отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в

отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными)

земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно п. 15, с. 14, ФЗ № 190 от 27.07.2010 г, запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

## **6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Строительство указанных источников приводит к значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки, то есть является экономически нецелесообразным.

## **6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Согласно «Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения», утвержденным Министерством регионального развития Российской Федерации № 565/667 от 29.12.2012, предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии рекомендуется разрабатывать при условии, что проектируемая установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет *25 МВт* и более. При проектируемой установленной электрической мощности турбоагрегатов менее *25 МВт* предложения по реконструкции разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к электрическим сетям.

Таким образом, реконструкция котельных для выработки электроэнергии в МО Чергинское сельское поселение не предусматривается.

#### **6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

Перспективные балансы тепловой мощности, а также суммарная нагрузка по котельным представлена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

Наименование источника тепловой энергии	УТМ, <i>Гкал/час</i>	РТМ, <i>Гкал/час</i>	Присоединенная тепловая нагрузка, <i>Гкал/час</i>		
			2013	2018	2028
Котельные с. Черга	4,67	4,67	1,454	2,139	2,139

#### **6.5 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации № 565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 *Гкал/га*.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

Таким образом, рекомендуется организация индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.



## **6.6 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

Производственные объекты на территории МО Чергинское сельское поселение отапливаются индивидуальными источниками теплоснабжения (собственными котельными). Планируемые к строительству промышленные объекты также рекомендуется отапливать посредством индивидуальных источников.

### **6.7 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющих определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе**

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.

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения котельных приводятся в таблице 6.7.5.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения определяем согласно допустимому расстоянию от источника тепла до потребителя с заданным уровнем тепловых потерь для двухтрубной теплотрассы.

1) Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя.

Расчет годовых тепловых потерь через изоляцию и с утечкой теплоносителя в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям: тепловые потери и потери сетевой воды СО 153-34.20.523 2003 г.

В качестве теплоизоляционного слоя выбран пенополиуретан (ППУ). Время работы тепловой сети в год – более 5000 ч. Предполагая, что ведется новое строительство теплотрассы, коэффициент старения принят равным 1,0. Длина участка – 100 метров. Расчет годовых тепловых потерь произведен для трех типов прокладки тепловых сетей: канальная, безканальная и надземная по

диаметрам трубопроводов от 57 мм до 1020 мм отдельно по подающему и обратному трубопроводу. Температурный график работы тепловых сетей принят 95/70°C. Среднемесячные температуры наружного воздуха и грунта – по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Результаты представлены в таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 – Годовые тепловые потери трубопроводов с ППУ изоляцией, Гкал

D <sub>y</sub> , мм	Тип прокладки	Тепловые потери на 100 м тепловой сети, Гкал/год			Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети ( $\sum_{100} Q_{nom}^{Di}$ )
		подающий трубопровод	обратный трубопровод	с утечкой	
57	Б	9,642	7,692	0,276	17,610
	К	7,021	5,601	0,276	12,898
	Н	10,293	8,778	0,276	19,347
76	Б	11,234	8,962	0,528	20,724
	К	8,371	6,679	0,528	15,578
	Н	11,808	10,141	0,528	22,477
89	Б	11,866	9,467	0,744	22,077
	К	9,047	7,217	0,744	17,008
	Н	12,713	10,897	0,744	24,354
108	Б	13,486	10,759	1,106	25,351
	К	9,725	7,757	1,106	18,588
	Н	13,623	11,654	1,106	26,383
133	Б	15,414	12,298	1,726	29,438
	К	11,398	9,093	1,726	22,217
	Н	15,438	13,166	1,726	30,330
159	Б	17,358	13,848	2,486	33,692
	К	11,556	9,220	2,486	23,262
	Н	16,248	13,925	2,486	32,659
219	Б	21,171	16,889	4,738	42,798

	К	14,470	11,543	4,738	30,751
	Н	19,439	16,682	4,738	40,859
273	Б	25,410	20,270	7,416	53,096
	К	16,708	13,331	7,416	37,455
	Н	22,344	19,295	7,416	49,055
325	Б	28,943	23,089	10,558	62,590
	К	18,637	14,867	10,558	44,062
	Н	26,698	23,216	10,558	60,472
373	Б	32,217	25,701	13,936	71,854
	К	20,406	16,277	13,936	50,619
	Н	30,182	26,298	13,936	70,416
426	Б	36,051	28,759	18,950	83,760
	К	22,480	17,934	18,950	59,364
	Н	33,082	28,729	18,950	80,761
478	Б	39,260	31,320	24,006	94,586
	К	24,761	19,753	24,006	68,520
	Н	35,986	31,342	24,006	91,334
530	Б	43,146	34,420	29,554	107,120
	К	26,676	21,281	29,554	77,511
	Н	38,890	33,956	29,554	102,400
630	Б	49,552	39,529	41,948	131,029
	К	30,532	24,357	41,948	96,837
	Н	44,698	39,185	41,948	125,831

Анализ результатов позволяет сделать вывод о том, что при реконструкции тепловых сетей с заменой трубопроводов с традиционной изоляцией на трубопроводы с ППУ изоляцией необходимо, по возможности, укладывать новые трубопроводы на скользящие опоры в существующие каналы из железобетонных лотков без последующей засыпки песком последних.

2) Определение пропускной способности трубопроводов водяных тепловых сетей.

Пропускная способность  $Q^{Di}$  определена по таблице 6.7.3 в Гкал/час при температурном графике 95/70°C при следующих условиях:  $k_s = 0,5$  мм,  $\gamma = 958,4$  кгс/м<sup>2</sup> и удельных потерях давления на трение  $\Delta h = 10$  кгс/м<sup>2</sup> · м. Нагрузка по каждой котельной, а также соответствующий этой нагрузке условный проход труб  $D_y$  представлены в таблице 6.7.2.

Таблица 6.7.2 – Нагрузка, условный проход труб котельных

Наименование котельной	Нагрузка $Q^{Di}$ , Гкал/час	Условный проход труб $D_y$ , мм	Годовой отпуск, $Q_{год}$ , Гкал
Котельная №1 с. Черга	0,091	50	118,10
Котельная №2 с. Черга	0,17	57	502,60
Котельная №3 с. Черга	0,501	91	1546,10
Котельная №4 с. Черга	1,377	129	4681,06

3) Годовой отпуск тепловой энергии через трубопровод.

Годовой отпуск определяется по формуле:

$$Q_{год} = Q^{Di} * n * 24,$$

где  $Q^{Di}$  - перспективная нагрузка, Гкал/ч;

$n$  - продолжительность отопительного периода, значение которой примем 221 дням согласно ТСН.

Годовой отпуск также представлен в таблице 6.7.2.

4) Определение годовых тепловых потерь в соответствии с заданным уровнем

Примем заданный уровень тепловых потерь равным 5% от годового отпуска тепловой энергии (таблица 6.7.4).

Таблица 6.7.3 – Пропускная способность трубопроводов водяных тепловых сетей

Условный проход труб $D_u$ , мм	Пропускная способность в $t/час$ при удельной потере давление на трение $\Delta h$ , $кгс/м^2 \cdot м$				Пропускная способность, $G_{кал}/час$ при температурных графиках в $^{\circ}C$											
					150 – 70				180 – 70				95 – 70			
	Удельная потеря давления на трение $\Delta h$ , $кгс/м^2 \cdot м$															
	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
25	0,45	0,68	0,82	0,95	0,04	0,05	0,07	0,08	0,03	0,04	0,05	0,06	0,011	0,017	0,02	0,024
32	0,82	1,16	1,42	1,54	0,07	0,09	0,11	0,12	0,05	0,07	0,08	0,09	0,02	0,029	0,025	0,028
40	0,38	1,94	2,4	2,75	0,11	0,15	0,19	0,22	0,08	0,12	0,14	0,16	0,035	0,05	0,06	0,07
50	2,45	3,5	4,3	4,95	0,2	0,28	0,34	0,4	0,15	0,21	0,26	0,3	0,06	0,09	0,11	0,12
70	5,8	8,4	10,2	11,7	0,47	0,67	0,82	0,94	0,35	0,57	0,61	0,7	0,15	0,21	0,25	0,29
80	9,4	13,2	16,2	18,6	0,75	1,05	1,3	1,5	0,56	0,79	0,97	1,1	0,23	0,33	0,4	0,47
100	15,6	22	27,5	31,5	1,25	1,75	2,2	2,5	0,93	1,32	1,65	1,9	0,39	0,55	0,68	0,79
125	28	40	49	56	2,2	3,2	3,9	4,5	1,7	2,4	2,9	3,4	0,7	1	1,23	1,4
150	46	64	79	93	3,7	5,1	6,3	7,5	2,8	3,8	4,7	5,6	1,15	1,6	1,9	2,3
175	79	112	138	157	6,3	9	11	12,5	4,7	6,7	8,3	9,4	0,9	2,8	3,4	3,9
200	107	152	186	215	8,6	12	15	17	6,4	9,1	11	13	2,7	3,8	4,7	5,4
250	180	275	330	380	14	22	26	30	11	16	20	23				

300	310	430	530	600	25	34	42	48	19	26	32	36				
350	455	640	790	910	36	51	63	73	27	68	47	55				
400	660	930	1150	1320	53	75	92	106	40	59	69	79				
450	900	1280	1560	1830	72	103	125	147	54	77	93	110				
500	1200	1690	2050	2400	96	135	164	192	72	102	123	144				
600	1880	2650	3250	3800	150	212	260	304	113	159	195	228				
700	2700	3800	4600	5400	216	304	368	432	162	228	276	324				
800	3800	5400	6500	7700	304	443	520	615	228	324	390	460				
900	5150	7300	8800	10300	415	585	705	825	310	437	527	617				
1000	6750	9500	11600	13500	540	760	930	1080	405	570	558	810				
1200	10700	15000	18600	21500	855	1200	1490	1750	640	900	1100	1290				
1400	16000	23000	28000	32000	1280	1840	2240	2560	960	1380	1680	1920				

Таблица 6.7.4 – Годовой отпуск и тепловые потери по котельным

Наименование котельной	Годовой отпуск, $Q_{\text{год}}$ , $\text{Гкал}$	Годовые потери $Q_{\text{пот}}^{\text{год}}$ , $\text{Гкал}$
Котельная №1 с. Черга	118,10	5,9050
Котельная №2 с. Черга	502,60	25,1300
Котельная №3 с. Черга	1546,10	77,3050
Котельная №4 с. Черга	4681,06	234,0530

5) Определение допустимого расстояния двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь.

Учитывая, что годовые потери тепловой энергии зависят от длины трубопровода линейно, определяем допустимую длину теплотрассы постоянного сечения (таблица 6.7.5) по следующей формуле:

$$L_{\text{доп}}^{Di} = Q_{\text{пот}}^{Di} * 100 / \sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}$$

где  $\sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}$  - суммарные тепловые потери на 100 метрах трассы (таблица 6.7.1).

Таблица 6.7.5 – Радиус эффективного теплоснабжения котельных

Наименование котельной	Суммарные тепловые потери на 100 м тепловой сети ( $\sum_{100} Q_{\text{пот}}^{Di}$ )	Фактический радиус $L_{\text{факт}}^{Di}$	Эффективный радиус $L_{\text{доп}}^{Di}$
Котельная №1 с. Черга	15,45	н/д	38,22
Котельная №2 с. Черга	17,61	н/д	142,70
Котельная №3 с. Черга	22,57	н/д	342,51
Котельная №4 с. Черга	28,55	н/д	819,80

Целесообразно откорректировать величину радиуса эффективного теплоснабжения при очередной актуализации схемы теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение, после освидетельствования тепловых энергоустановок в соответствии Письмом Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14 «О Методических



рекомендациях по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования», и разработки энергетических характеристик тепловых сетей по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах.

## **7 Глава 6 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

Таблица 7 – Мероприятия на тепловых сетях и затраты на их внедрение

Наименование планируемого мероприятия	Протяженность, км	Затраты (план), тыс.руб.	Планируемая дата внедрения, год
Замена трубопроводов тепловых сетей Ø32 мм в связи с окончанием срока службы	0,415	2270,88	2018
Замена трубопроводов тепловых сетей Ø49 мм в связи с окончанием срока службы	0,128	1019,20	2016
Замена трубопроводов тепловых сетей Ø57 мм в связи с окончанием срока службы	0,350	3162,08	2019
Замена трубопроводов тепловых сетей Ø89 мм в связи с окончанием срока службы	0,466	5910,05	2020
Замена трубопроводов тепловых сетей Ø108 мм в связи с окончанием срока службы	0,192	2757,89	2021
Итого	1551,0	15120,09	-

### **7.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)**

В связи с тем, что дефицитов тепловой мощности на территории МО не выявлено, реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не предусматривается.

### **7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Для жилищной, комплексной или производственной застройки во вновь осваиваемых районах поселения предусматривается индивидуальное теплоснабжение (собственные котельные).

### **7.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих поставки тепловой энергии от различных источников тепловой энергии, не предполагается, потому что источники тепловой энергии работают независимо друг от друга (гидравлически развязаны).

#### **7.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода котельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы, а также восстановление изоляции (снижение фактических и нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов при передаче тепловой энергии).

#### **7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с окончанием срока службы.

#### **7.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Для разработки предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей требуется:

- разработать гидравлические режимы передачи теплоносителя по тепловым сетям с перспективной (на последний год перспективного периода) тепловой нагрузкой в существующей зоне действия источника тепловой энергии;

- определить участки тепловых сетей, ограничивающих пропускную способность тепловых сетей;

- разработать график изменения температур в подающем теплопроводе тепловых сетей, в каждой зоне действия источника тепловой энергии.

### 7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Предусматривается реконструкция для 1551 м тепловых сетей в однострубно́м исчислении в связи с истощением нормативного срока эксплуатации (свыше 25 лет).

Необходимо провести техническое освидетельствование тепловых сетей.

Зависимость стоимости одного  $m^2$  материальной характеристики от диаметра трубопровода представлена на рисунке 7.7. Именно согласно этой зависимости были рассчитаны затраты на реконструкцию различных участков тепловых сетей (таблица 7).

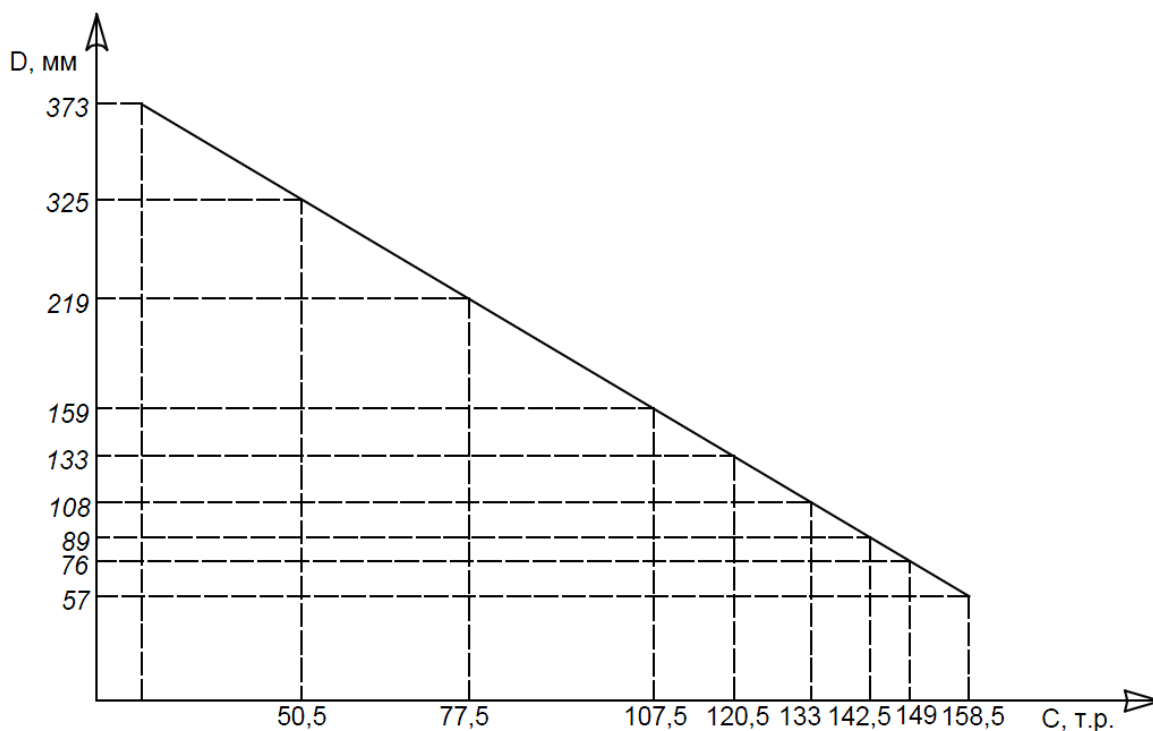


Рисунок 7.7 – Зависимость стоимости одного  $m^2$  материальной характеристики от диаметра трубопровода

## 7.8 Строительство и реконструкция насосных станций

Насосные станции проектом не предусмотрены.

Ввиду отсутствия данных по техническому состоянию трубопроводов и оборудования тепловых сетей (нет результатов технического освидетельствования с определением остаточного ресурса) очевидно в первую очередь необходимо выполнить мероприятия, по результатам которых разрабатываются предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением (уменьшением) диаметра или предложения по строительству подкачивающих насосных станций для выбранного графика регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети:

- провести техническое освидетельствование тепловых сетей в соответствии с письмом Министерства регионального развития РФ от 26 апреля 2012 г. № 9905-АП/14 «О Методических рекомендациях по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования»;

- определить фактические гидравлические характеристики тепловых сетей (провести испытания на гидравлические потери в соответствии с п.6.2.32.ПТЭ тепловых энергоустановок);

- выполнить расчеты гидравлических режимов тепловых сетей с учетом фактических гидравлических характеристик для выбранного графика регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети;

- разработать предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки городского округа под застройку;

- обосновать предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной эффективности и надежности теплоснабжения;

- определить финансовые потребности для реализации предложений по реконструкции тепловых сетей с целью установления устойчивого

гидравлического режима циркуляции теплоносителя с перспективными тепловыми нагрузками, для выбранного графика регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети.

## 8 Глава 7 Оценка надежности теплоснабжения

Раздел находится в разработке в связи с отсутствием полных данных по сетям теплоснабжения.

Целью настоящего раздела является:

– описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии;

– анализ аварийных отключений потребителей;

– анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений;

– графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон не нормативной надежности и безопасности теплоснабжения).

Оценка надежности теплоснабжения выполняется с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей, не обеспечивающих нормативной надежности теплоснабжения.

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

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

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

- источника теплоты  $P_{ИТ} = 0,97$ ;
- тепловых сетей  $P_{ТС} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $P_{ПТ} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $P_{СЦТ} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

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 течение 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  $K_2$  принимается 0,97.



Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

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

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

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

- жилых и общественных зданий до 12°C;
- промышленных зданий до 8°C.

**Третья категория** - остальные потребители.

#### **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;

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, приводящее 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  $+12^{\circ}\text{C}$ , в промышленных зданиях ниже  $+8^{\circ}\text{C}$  (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 последствий его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

### **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 для:

- источника теплоты  $P_{ИТ} = 0,97$ ;
- тепловых сетей  $P_{ТС} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $P_{ПТ} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $P_{СЦТ} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

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 восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- $\lambda_0$  – 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  $\lambda_i$ , 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:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 i_1} \times e^{-\lambda_2 L_2 i_2} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n i_n} = e^{-i \times \sum_{i=1}^{i=N} L_i} = e^{-\lambda_c i}$$

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:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0.1\tau)^\alpha,$$

где  $\tau$  - срок эксплуатации участка, лет.

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра  $\alpha$ : при  $\alpha < 1$  она монотонно убывает, при  $\alpha > 1$  - возрастает; при  $\alpha = 1$  функция принимает вид  $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$ . А  $\lambda_0$  - 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:

$$a = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3; \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17; \\ 0,5 \cdot e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17. \end{cases}$$

На рисунке 8.1 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.

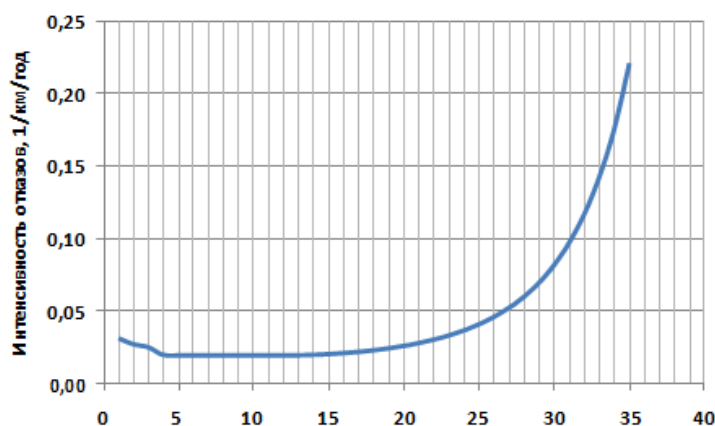


Рисунок 8.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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».*

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  $+12^{\circ}\text{C}$ , в промышленных зданиях ниже

+8°C (СНиП 41-02-2003 Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

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

где  $t_g$  - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °C;

$z$  - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

$t'_g$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C;

$t_n$  - температура наружного воздуха, усредненная на период времени  $z$ , °C;

$Q_0$  - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$  - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч · °C);

$\beta$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при  $\frac{Q_0}{q_0 V} = 0$  имеет следующий вид:

$$z = \beta \cdot \ln \frac{(t_g - t_n)}{(t_{g,a} - t_n)},$$

где  $t_g$  - внутренняя температура которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°C в жилых зданиях).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города  $N$  (см. табл. 8.2) при коэффициенте аккумуляции жилого здания  $\beta = 40$  часов.

Таблица 8.2 – Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения



Температура наружного воздуха, °C	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до + 12°C
-50,0	0	3,7
-47,5	0	3,8
-42,5	0	4,28
-37,5	0	4,6
-32,5	0	5,1
-27,5	2	5,7
-22,5	19	6,4
-17,5	240	7,4
-12,5	759	8,8
-7,5	1182	10,8
-2,5	1182	13,9
2,5	1405	19,6
7,5	803	33,9

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:

$$z_p = a \cdot [1 + (b + c \cdot l_{c.з.})D^{1,2}],$$

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

$l_{c.з.}$  – 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.

Расчет будет выполнен на основании утвержденной инвестиционной программы теплоснабжающей и теплосетевой организации, осуществляющей деятельность на территории поселения.

## **9 Глава 8 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации**

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством

Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ 190 «О теплоснабжении»:

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами систем теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации

присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей

организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

– владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

В управлении МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ» находятся тепловые сети и 4 котельных в с. Черга.

Статус единой теплоснабжающей организации рекомендуется присвоить МУП «ЧЕРГИНСКОЕ ЖКХ», имеющему технические и ресурсные возможности для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей тепловой энергии МО Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай.

*Разработка разделов, изменения и дополнения в схеме теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение будут произведены при очередной актуализации схемы теплоснабжения.*

## Библиография

1. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154
2. Техническое задание на разработку схемы теплоснабжения МО Чергинское сельское поселение Шебалинского района Республики Алтай
3. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утверждены совместным Приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29 декабря 2012 г. № 565/667
4. Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»
5. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ в ред. Федерального закона от 27.07.2010 N 237-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...»
6. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утверждены Приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115, зарегистрировано в Минюсте РФ 2 апреля 2003 г. № 4358
7. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей коммунального теплоснабжения я. М. Роскоммунэнерго
8. Методические рекомендации по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями /под общей редакцией Б.П. Варнавского/. – М.: Новости теплоснабжения, 2003.
9. Манюк В.В. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник М-ва., 1988 г.
10. Самойлов Е.В. Диагностика трубопроводов тепловых сетей как альтернатива летним опрессовкам. ЖКХ, Журнал руководителя и гл. бухгалтера.
11. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое. Новости теплоснабжения, №9 2010 г. стр. 18-23



12. Николаев А.А. Справочник проектировщика Проектирование тепловых сетей. Справочник Москва 1965г.

13. Приказ Минрегиона России от 26.07.2013 № 310 Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения