



***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ГРАХОВСКИЙ  
РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»  
НА ПЕРИОД С 2024 ДО 2038 ГОДА***

***ТОМ 2***

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения  
Муниципального образования «Муниципальный округ  
Граховский район Удмуртской Республики»

2024 г

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	11
ВВЕДЕНИЕ	12
СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ГРАХОВСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ» НА ПЕРИОД С 2024 ДО 2038 ГОДА, том 2	15
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	15
1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	15
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе: а) в зонах действия производственных котельных; б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения.	15
1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии	17
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.	17
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.	41
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.	63
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.	63
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	63
1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.	72
1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.	74
1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.	74
1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	74
1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	75
1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.	75
1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.	75
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.	75
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.	75
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.	76
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	81
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.	81
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	81
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	81

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	81
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	82
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	82
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	82
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.	83
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	84
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	91
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	91
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	91
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	92
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	92
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	92
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	92
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	92
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	92
1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	93
1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	93
1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	93
1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	104
1.4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	104
1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	104
1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	105
1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	105
1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	105
1.5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	105
1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	105

1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.	105
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	116
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.	119
1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	119
1.6.5. Анализ резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.	119
1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя.	120
1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.	120
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	125
1.8. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	125
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	125
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	128
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	128
1.8.4. Описание использования местных видов топлива.	128
1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения.	128
1.9.1. Показатели, определяемые 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.	128
1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.	129
1.9.3. Частота отключений потребителей.	129
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.	129
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).	129
1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении.	129
1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.	129
1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	130
1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	130
1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.	130

1.11.1. Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.	130
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	131
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения.	131
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	131
1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.	131
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	131
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	131
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	132
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	132
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	132
ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	133
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	133
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.	144
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.	144
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	145
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	145
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	145
2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.	145
2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии.	145

2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.	145
ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	146
3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.	146
3.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.	146
3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	146
ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования.	147
4.1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).	147
4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения.	147
4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	147
Глава 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	148
5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	148
5.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.	148
5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	148
5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	148
5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	148
5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	149
5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	149
ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	150
6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно	150

содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	
6.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	150
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	150
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	151
6.5. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.	151
6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	151
6.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	152
6.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	152
6.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	152
6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями.	153
6.11. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования.	153
6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	166
6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.	166
6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	166
ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.	172
7.1. Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).	172
7.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения.	172

7.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.	172
7.4. Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.	172
7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	172
7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	173
7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	173
7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	173
ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	174
8.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.	174
8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.	174
8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.	174
8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.	174
8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.	175
8.6. Предложения по источникам инвестиций.	175
ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы.	176
9.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования.	176
9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	181
9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.	182
ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения.	185
10.1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.	185
10.2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	185
10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	185
10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	185

10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	186
ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	187
11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	187
11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	190
11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций.	196
11.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	201
ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования.	202
12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.	202
12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	202
12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	202
12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.	202
12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.	202
12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	204
12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.	205
12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).	205
12.9. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения).	207
12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения).	207
ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия.	208
13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	208
13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.	209
13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.	210
ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций.	211
14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования.	211
14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	212

14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	212
14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	213
14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).	213
ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения	214
15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	214
15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	214
15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	214
ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	215
16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.	215
16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	215
16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	215
ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	216
17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения.	216

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В Схеме теплоснабжения МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской республики» по состоянию на 2024 год и на период до 2038 года приняты следующие сокращения и условные обозначения:

Общие сокращения:

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ОЗП – отопительный зимний период;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ИТП – индивидуальный тепловой пункт;

АИТП – автоматизированный индивидуальный тепловой пункт;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ХВО – химводоочистка;

ХВС – холодное водоснабжение;

ГВС – горячее водоснабжение;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация;

ГРС – газораспределительная станция.

## ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской республики» на период с 2024 до 2038 года (далее - Схема) разработана в соответствии с требованиями, утвержденными постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Разработанная Схема предусматривает развитие и модернизацию систем теплоснабжения, поддержание и улучшение качества предоставления существующим потребителям услуг организаций коммунального комплекса с учетом подключения новых потребителей к системам теплоснабжения, обеспечение подключения объектов нового строительства к сетям теплоснабжения.

В целях системного развития централизованного теплоснабжения целесообразно использовать программно-целевой метод, позволяющий выявить приоритетные направления, которые требуют особого внимания и финансирования путем обеспечения координации действий со стороны государства и привлечения бюджетных средств, в том числе федеральных, краевых, а также частных инвестиций.

Необходимость использования программно-целевого метода для реализации Схемы обусловлена тем, что проблемы коммунального комплекса:

- носят межотраслевой и межведомственный характер и не могут быть решены без участия Правительства Удмуртской Республики и органов местного самоуправления, а также организаций коммунального комплекса и прочих заинтересованных юридических лиц;

- требуют взаимодействия органов власти всех уровней, а также концентрации финансовых, технических и научных ресурсов;

- не могут быть решены в пределах одного финансового года, в связи с чем требуется долгосрочное бюджетное планирование;

- требуют совершенствования нормативно-правовой базы, проведения единой технической политики, направленной на внедрение в сферу коммунальных услуг наиболее прогрессивных производственных и информационных технологий, оборудования отечественного производителя.

Система основных мероприятий Схемы теплоснабжения определяет приоритетные направления в сфере коммунального хозяйства на территории поселения и предполагает реализацию следующих мероприятий:

- установление долгосрочных тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала;

- привлечение частных операторов к управлению системами теплоснабжения на основе концессионных соглашений;

- утверждение и корректировка инвестиционных программ организаций коммунального комплекса;

- внедрение в систему коммунального комплекса современных инновационных технологий;

- повышение качества оказываемых коммунальных услуг с целью улучшения уровня жизни населения и повышения экологической безопасности;

- строительство и реконструкция систем теплоснабжения.

Мероприятия по строительству и реконструкции систем коммунального комплекса, включенные в Схему, предусматривают использование инновационной продукции, обеспечивающей энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также закупку российского оборудования, материалов и услуг.

В ходе реализации программ по модернизации системы теплоснабжения содержание мероприятий схемы теплоснабжения и их ресурсное обеспечение могут быть скорректированы в случае существенно изменившихся условий.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:

а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;

б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;

г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;

д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;

е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;

з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники покрытия.

Администрация МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской республики» должна ежегодно с учетом выделяемых финансовых средств на реализацию схемы теплоснабжения готовить предложения по корректировке целевых показателей, затрат по мероприятиям Схемы, механизма ее реализации, состава участников и вносить необходимые изменения в Схему.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции с 16.03.2019 № 276);
- Федеральный закон № 131 «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» от 06.10.2003 Принят Государственной Думой Российской Федерации 16.09.2003 Одобрен Советом Федерации 24.09.2014;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;

- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- утвержденные ранее схемы теплоснабжения муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;
- генеральные планы муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;
- другие нормативно-правовые и нормативно-методические документы.

Схема рассчитана на долгосрочную перспективу на период до 2033 года.

Таким образом, Схема является инструментом реализации приоритетных направлений развития Граховского района на долгосрочную перспективу, ориентирована на устойчивое развитие поселения и соответствует государственной политике реформирования коммунального комплекса Российской Федерации.

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ГРАХОВСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ» НА ПЕРИОД С 2024 ДО 2038 ГОДА**

## **ГЛАВА 1.**

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

#### **1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

##### **1.1.1. описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе:**

###### **а) в зонах действия производственных котельных**

Существует три типа договоров, которые заключают в сфере теплоснабжения. Первый тип включает договора теплоснабжающих и теплосетевых организаций с поставщиками ресурсов (коммунальные, трудовые, материальные и т.п.), необходимых для производства, транспорта и распределения тепловой энергии и горячей воды. Второй тип включает договора с потребителями (за исключением многоквартирных домов, договорные отношения с которым осуществляются через управляющие компании, товарищества собственников жилья, жилищные и жилищно-строительные кооперативы). Третий тип договоров заключается производителями тепловой энергии с теплосетевой организацией на передачу и распределение тепловой энергии и горячей воды.

Финансовые взаимоотношения устроены сообразно договорным. В случае договоров первой и третьей группы поставщик тепловой энергии и горячей воды осуществляет финансовые расходы. Наоборот, в случае договоров второй группы – получает доходы, так как уже сам осуществляет поставку услуги. Не все теплоснабжающие организации в Граховском районе предоставили договора на поставку топлива, но можно предположить, что все они имеют договора на поставку топлива и электрической энергии, поскольку последние являются необходимыми ресурсами при производстве, транспортировке и распределении тепловой энергии. В случае договоров на поставку воды и тепловой энергии такой однозначности нет, поскольку предприятия могут иметь собственные скважины и приобретать тепловую энергию, имея в эксплуатации собственные источники. В ряде случаев предположения о наличии договора на поставку воды на технологические нужды делались на основании данных о затратах по соответствующей статье расходов, отраженных в результатах финансово-хозяйственной деятельности.

Теплоснабжающие организации имеют договора на поставку тепловой энергии и горячей воды с населением, которые либо заключаются с управляющими компаниями, товариществами собственников жилья, жилищными и жилищно-строительными кооперативами, обслуживающими многоквартирный жилой фонд, либо заключаются напрямую в случае индивидуально-определенных зданий, подключенных к централизованным системам теплоснабжения. Отдельно заключаются договора на поставку тепловой энергии и горячей воды с юридическими лицами (бюджетные и прочие организации). Теплоснабжающие организации Граховского района представлены в таблице 1.

**Таблица 1. Теплоснабжающие организации Граховского района**

№ п/п	Наименование ресурсоснабжающей организации, которая осуществляет теплоснабжение поселения	Наименование населенных пунктов Заказчика, в которых действует данная теплоснабжающая организация	Объекты, находящиеся в обслуживании теплоснабжающих организаций
1	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Граховский	Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7
2			Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18
3			Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16
4			Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13
5			Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а
6			Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11
7	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Каменский	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2
8			Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г
9	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Новогорский	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16
10			Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1
11	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Лолошур-Возжинский	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а
12	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Верхнеигринский	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1
13			Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а
14			Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя
15			Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61
16	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Порымозаречный	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а
17			Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30
18	МУП «Жилкоммунсервис»	ТО Староятчинский	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а
19			Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7

**б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения**

Часть предприятий имеют собственные источники тепловой энергии. Теплоснабжение общественных организаций, удаленных от источников централизованного теплоснабжения,

осуществляется от автономных теплоисточников. Теплоснабжение малоэтажной, блокированной, индивидуальной и усадебной жилой застройки носит локальный характер и также осуществляется от автономных источников тепловой энергии. В качестве топлива в автономных источниках используется природный газ, твердое топливо или электроэнергия. Централизованное горячее водоснабжение отсутствует.

## **1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии**

### **1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.**

Централизованные системы теплоснабжения Муниципального образования «Граховский район» обеспечивает потребителей тепловой энергии в виде отопления. В целом, система теплоснабжения Граховского района представляет собой совокупность не взаимосвязанных сооружений, устройств и трубопроводов. Все они работают в отлаженном режиме, определяемом гидравлическими и физико-химическими процессами.

Эксплуатационные зоны системы теплоснабжения определяются теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, обслуживающими эти зоны. В настоящее время на территории Граховского района снабжением потребителей тепловой энергией занимается МУП «Жилкоммунсервис».

Характеристика источников тепловой энергии представлена в таблице 2.

Принципиальная схема мест расположения источников тепловой энергии муниципального образования представлена на рисунках 1-18.

Таблица 2. Характеристика источника тепловой энергии

Обслуживающая организация	Наименование источника	Тип (марка) котла	Количество, шт.	Тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
<b>ТО Граховский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №1 с. Грахово, ул. Колпакова 7	Водяной котел № 1 КВа-1,25Гс	1	3,2	3,2	3,2	н/д	3,2
		Водяной котел № 2 КВа-1,25Гс	1					
		Водяной котел № 3 КВа-1,25Гс	1					
	Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	Водяной котел №1 КВа-1,25Гс	1	2,15	2,15	2,15	н/д	2,15
		Водяной котел № 2 КВа-1,25Гс	1					
	Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	Водяной котел №1 КВГ-630	1	2,17	2,17	2,17	н/д	2,17
		Водяной котел № 2 КВГ-630	1					
		Водяной котел №1 КВ-0,63Т	1					
		Водяной котел № 2 КВ-0,63Т	1					
	Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	Водяной котел №1 КОВ-80	1	0,69	0,69	0,69	н/д	0,69
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	Водяной котел №1 КС-Г-63	1	0,05	0,05	0,05	н/д	0,05	
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	Водяной котел №1 АОГВ-35	1	0,03	0,03	0,03	н/д	0,03	

Обслуживающая организация	Наименование источника	Тип (марка) котла	Количество, шт.	Тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
<b>Итого по ТО Граховский</b>					<b>8,29</b>	<b>8,29</b>	<b>н/д</b>	<b>8,29</b>
<b>ТО Каменский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	Водяной котел №1 КОВ-50	1	0,54	0,54	0,54	н/д	0,54
	Котельная № 4 д.Каменное, ул. Советская, 1Г	Водяной котел №1 ВАХІ есоfour 1.2F	1	0,1	0,1	0,1	н/д	0,1
		Водяной котел № 2 ВАХІ есоfour 1.2F	1					
<b>Итого по ТО Каменский</b>					<b>0,64</b>	<b>0,64</b>	<b>н/д</b>	<b>0,64</b>
<b>ТО Новогорский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	Водяной котел №1 Ква-0,4Гс	1	0,69	0,69	0,69	н/д	0,69
		Водяной котел № 2 Ква-0,4Гс	1					
	Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	Водяной котел №1 Микро-100	1	0,26	0,26	0,26	н/д	0,26
<b>Итого по ТО Новогорский</b>					<b>0,95</b>	<b>0,95</b>	<b>н/д</b>	<b>0,95</b>
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	Водяной котел № 1 КВГ 630	1	1,63	1,63	1,63	н/д	1,63
		Водяной котел № 2 КВ 0,63Т	1					
		Водяной котел № 3 КВ-3р – 0,5	1					
<b>Итого по ТО Лолошур-Возжинский</b>					<b>1,63</b>	<b>1,63</b>	<b>н/д</b>	<b>1,63</b>

Обслуживающая организация	Наименование источника	Тип (марка) котла	Количество, шт.	Тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
<b>ТО Верхнеигринский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	Водяной котел № 1 КВГ-250	1	0,3	0,3	0,3	н/д	0,3
		Водяной котел № 2 КВ – 0,2	1					
	Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	Водяной котел № 1 КВГ-160	1	0,28	0,28	0,28	н/д	0,28
	Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	Водяной котел № 1 ЗИОС АБ-45	1	0,08	0,08	0,08	н/д	0,08
	Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	Водяной котел № 1 Micro new 200	1	0,1	0,1	0,1	н/д	0,1
Водяной котел № 2 Micro new 200		1						
<b>Итого по ТО Верхнеигринский</b>					<b>0,76</b>	<b>0,76</b>	<b>н/д</b>	<b>0,76</b>
<b>ТО Порымозаречный</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	Водяной котел № 1 КС-Г-100	1	0,43	0,43	0,43	н/д	0,43
		Водяной котел № 2 КС-Г-100	1					
	Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	Водяной котел № 3 КС-Г-100	1	0,48	0,48	0,48	н/д	0,48
		Водяной котел № 4 КС-Г-100	1					
		Водяной котел № 5 КЧМ	1					

Обслуживающая организация	Наименование источника	Тип (марка) котла	Количество, шт.	Тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
		Водяной котел № 6 КЧМ	1					
<b>Итого по ТО Порымозаречный</b>					<b>0,91</b>	<b>0,91</b>	<b>н/д</b>	<b>0,91</b>
<b>ТО Староятчинский</b>								
МУП «Жилкоммунсервис»	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	Водяной котел № 1 КВГ-160	1	0,28	0,28	0,28	н/д	0,28
	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	Водяной котел № 1 АТГВ-20,4	1	0,06	0,06	0,06	н/д	0,06
<b>Итого по ТО Староятчинское</b>					<b>0,34</b>	<b>0,34</b>	<b>н/д</b>	<b>0,34</b>
<b>Итого по муниципальному району</b>					<b>13,52</b>	<b>13,52</b>	<b>н/д</b>	<b>13,52</b>



Рисунок 1. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии – Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7



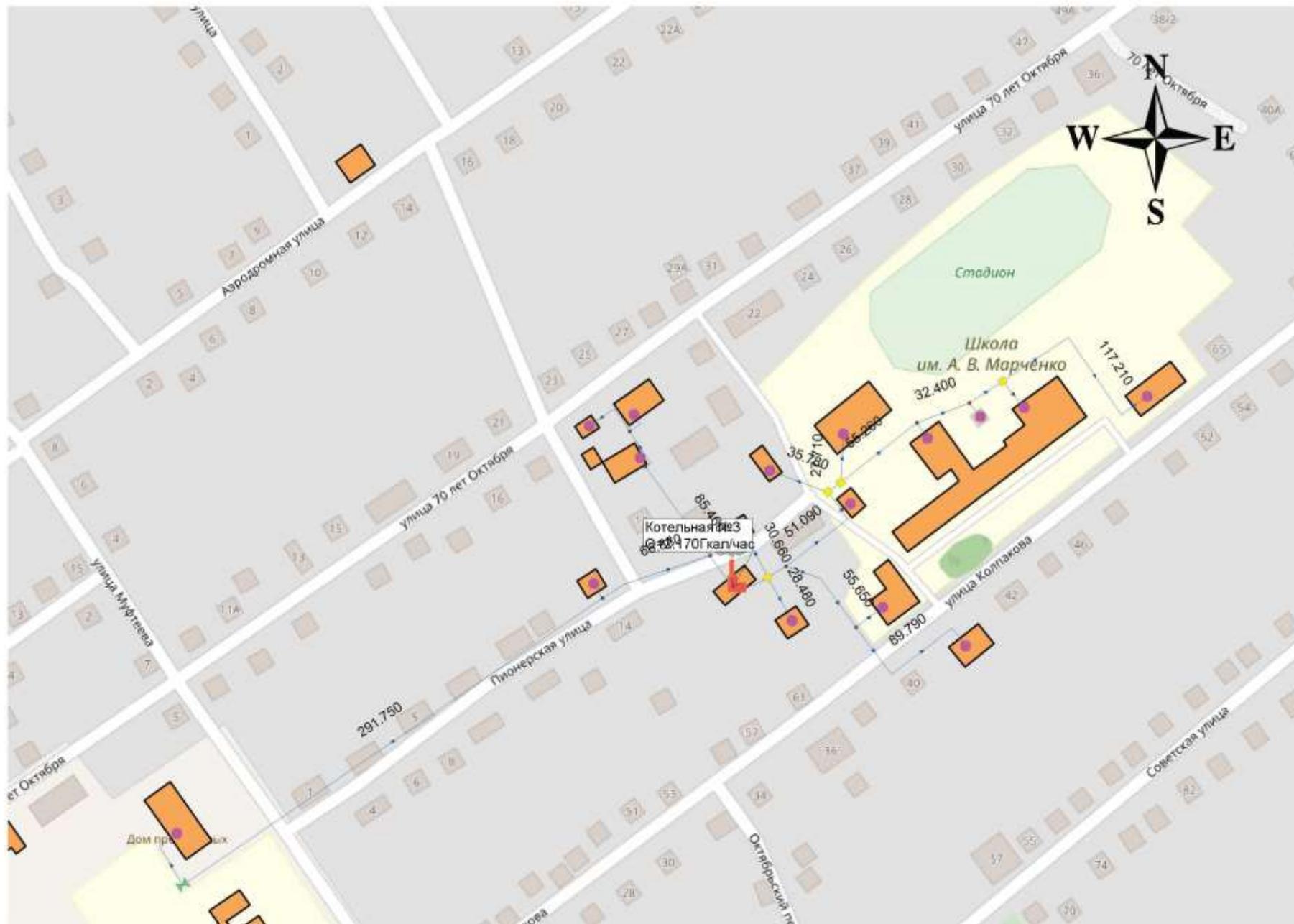


Рисунок 3. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16



Рисунок 4. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13

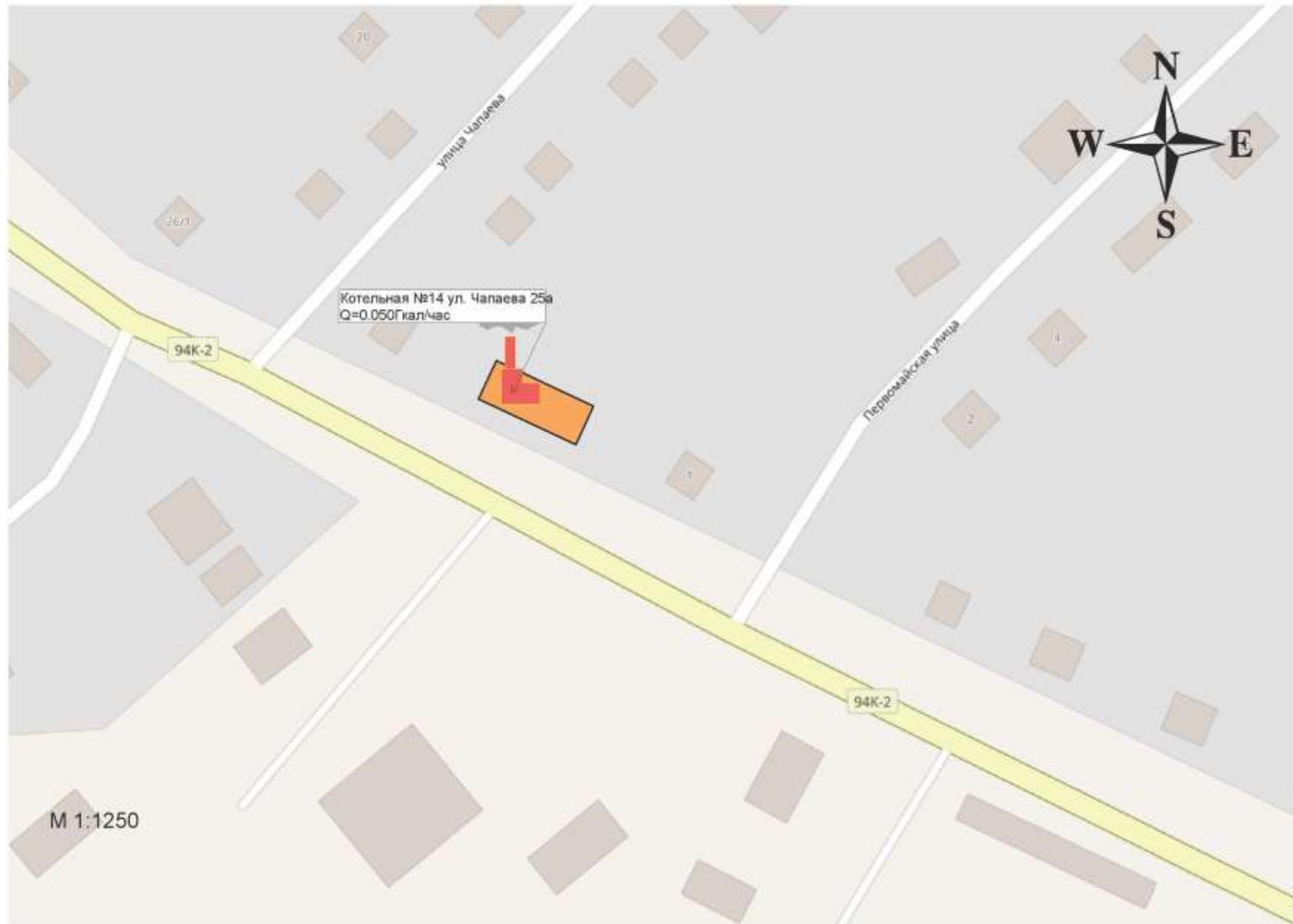


Рисунок 5. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а





Рисунок 7. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2 и Котельная № 4 д. Каменное, ул. Советская, 1Г



Рисунок 8. Принципиальная схема места расположения источников тепловой энергии Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16

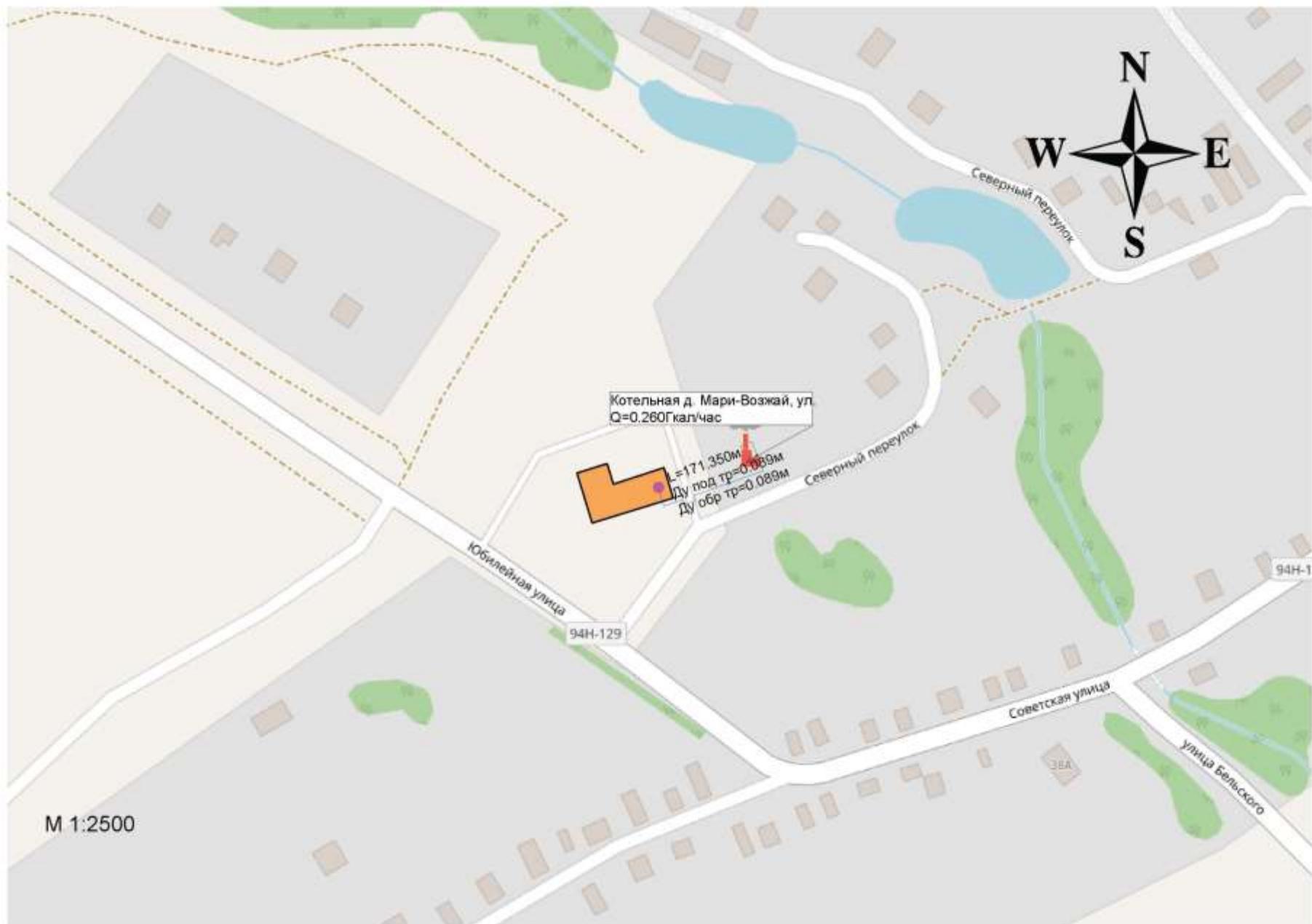


Рисунок 9. Принципиальная схема зоны действия Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1



Рисунок 10. Принципиальная схема зоны действия Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а

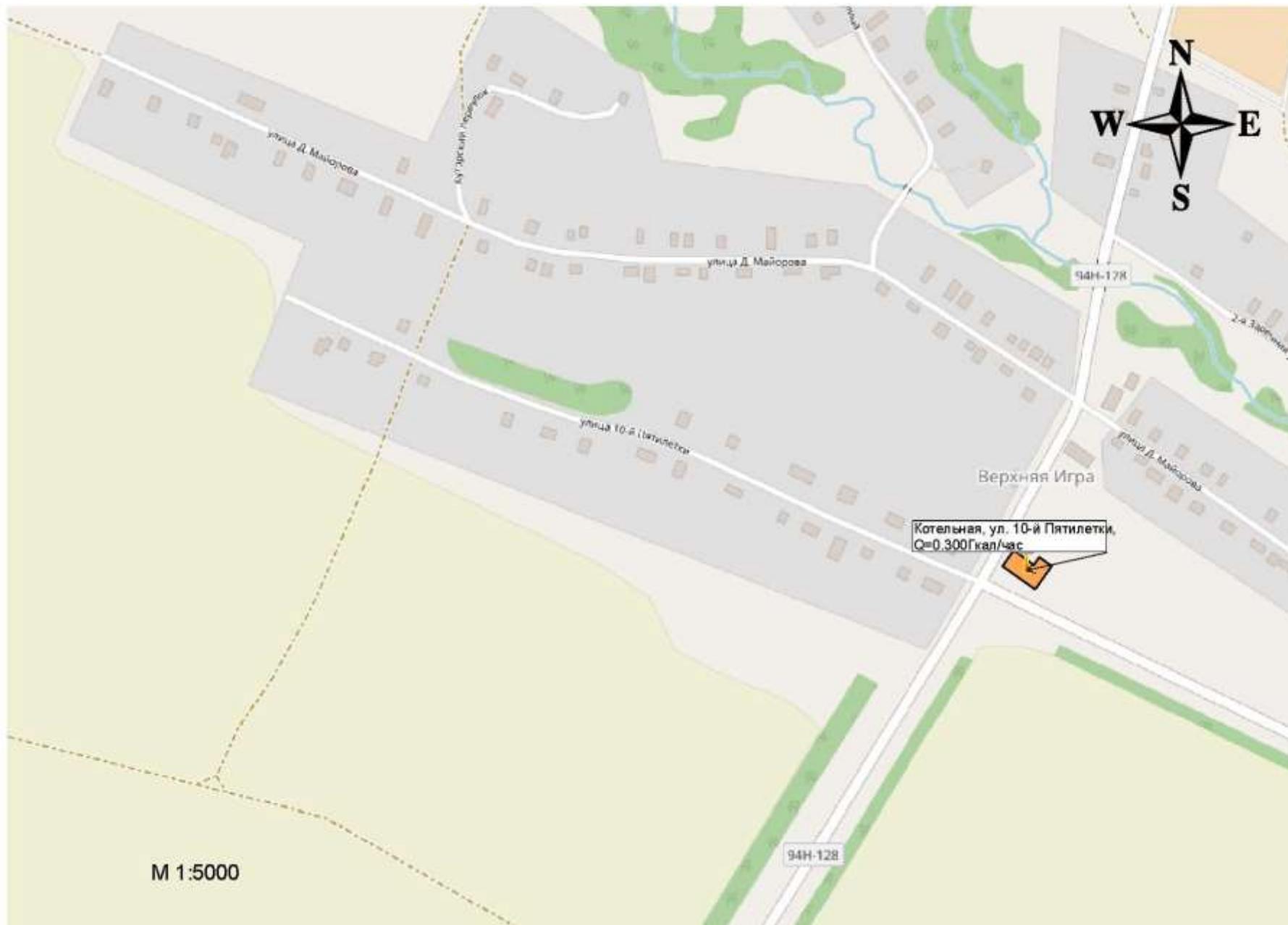


Рисунок 11. Принципиальная схема зоны действия Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1



Рисунок 12. Принципиальная схема зоны действия Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майорова, За



Рисунок 13. Принципиальная схема зоны действия Котельная Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"

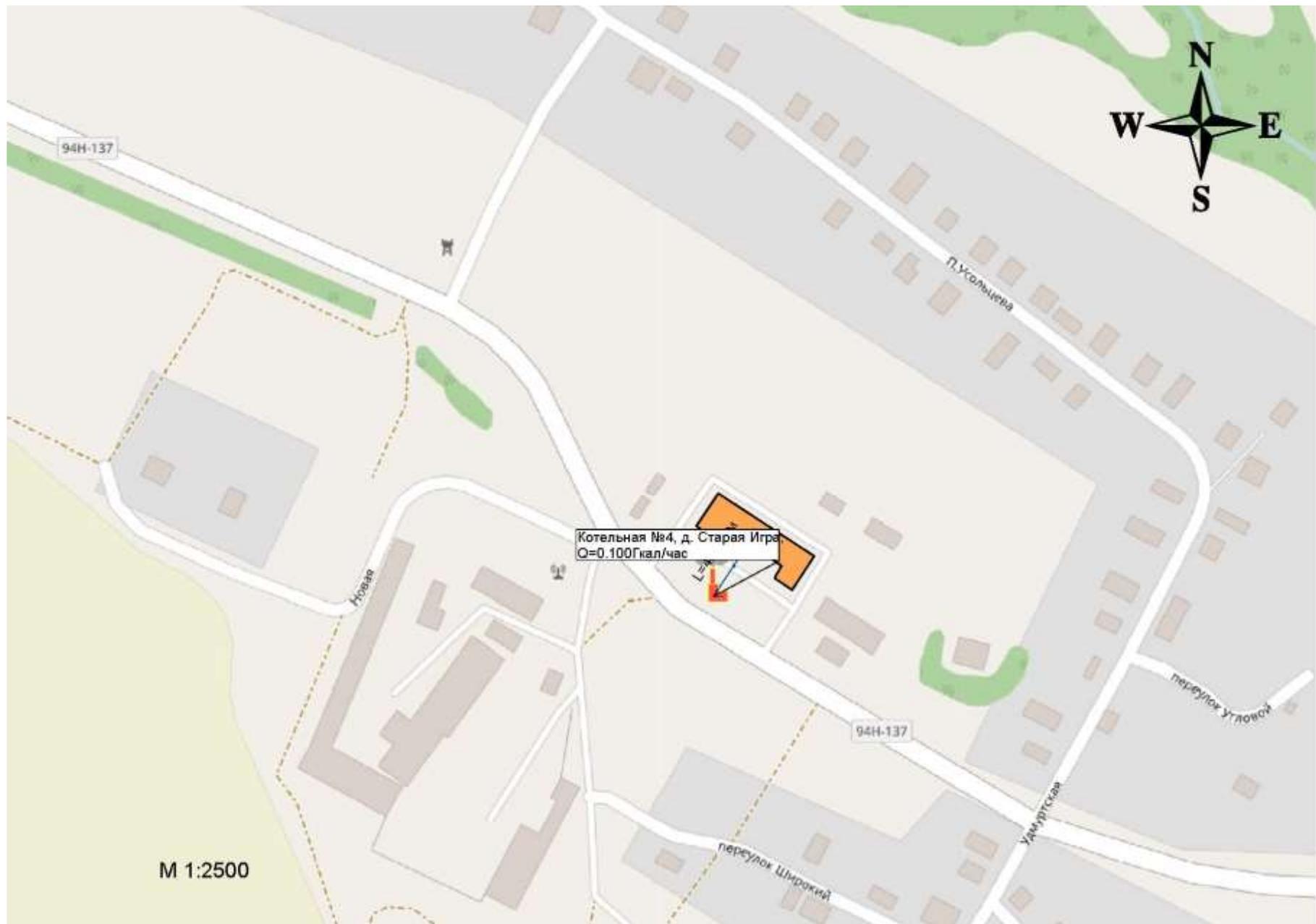


Рисунок 14. Принципиальная схема зоны действия Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61

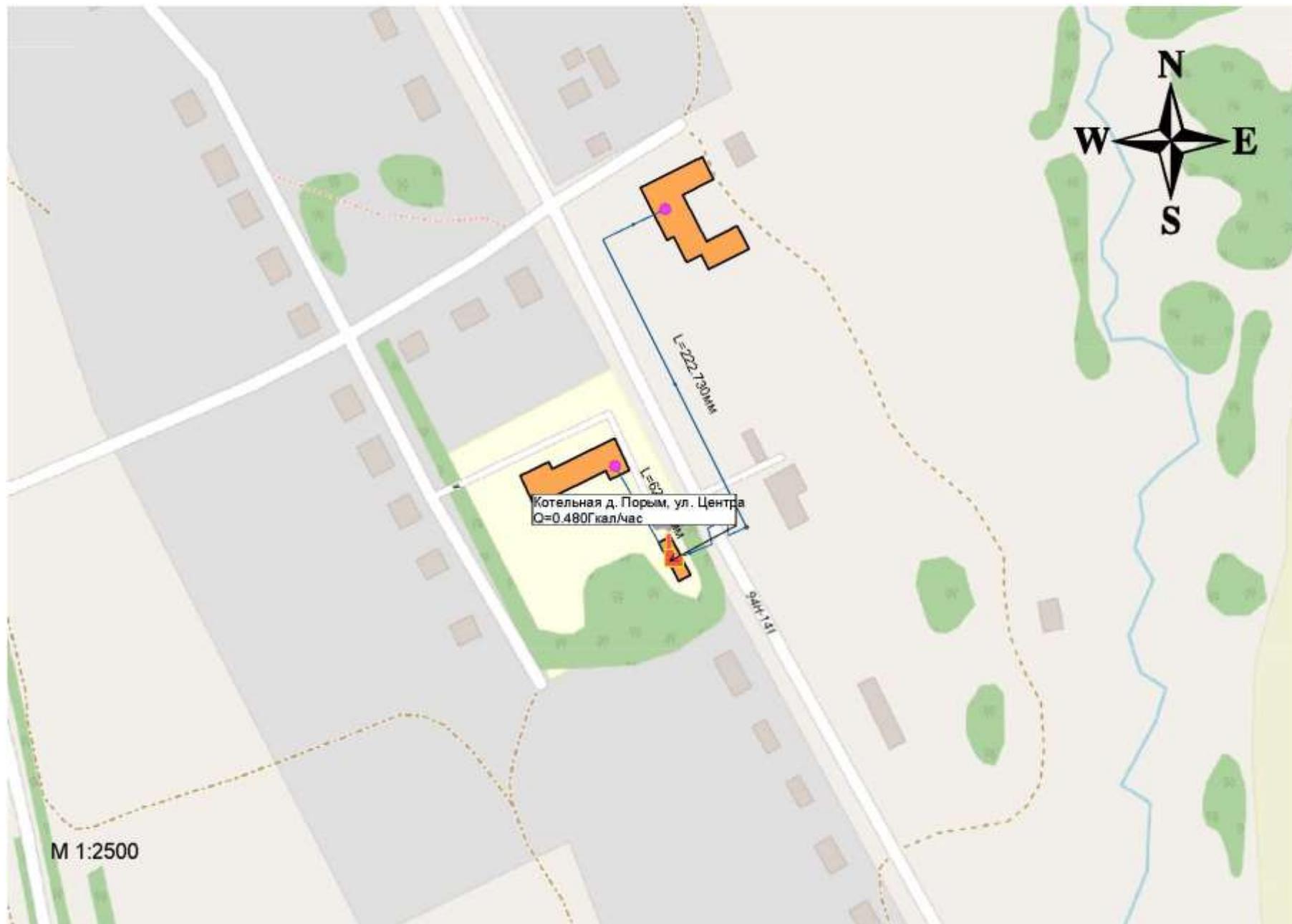


Рисунок 15. Принципиальная схема зоны действия Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30



Рисунок 16. Принципиальная схема зоны действия Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а

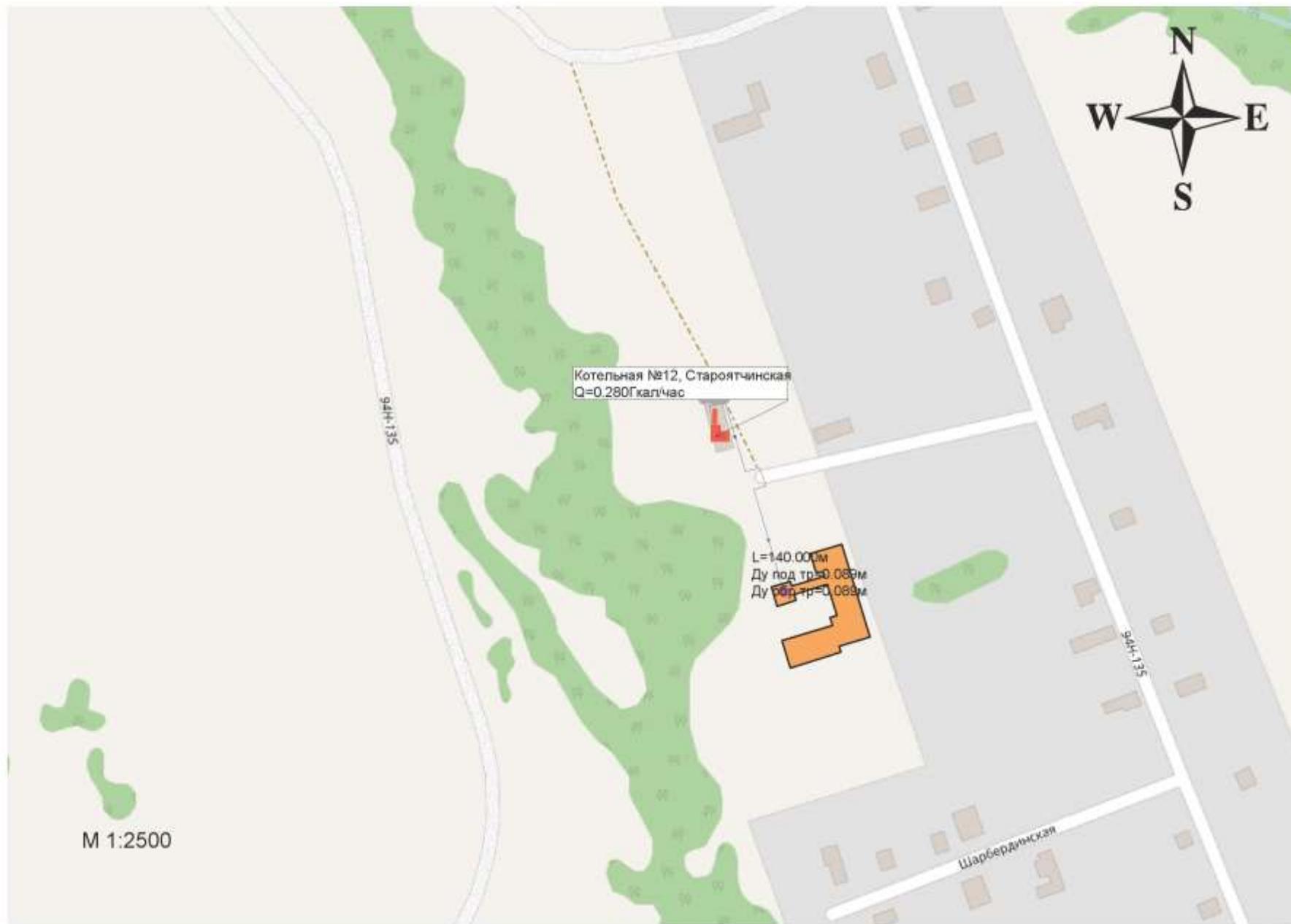


Рисунок 17. Принципиальная схема зоны действия Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а



Рисунок 18. Принципиальная схема зоны действия Котельная №19 д. Старые Ягчи, ул. Молодежная, 7

### **ТО Граховский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Граховский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Граховский составляет 58,7 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Каменский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Каменский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Каменский составляет 9,5 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Новогорский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Новогорский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Новогорский составляет 9,1 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Лолошур-Возжинский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Лолошур-Возжинский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Каменский составляет 18,4 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Верхнеигринский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Верхнеигринский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Верхнеигринский составляет 24 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Порымозаречный**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Порымозаречный каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Порымозаречный составляет 21,5 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

### **ТО Староятчинский**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для ТО Староятчинский каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2024 года площадь жилищного фонда ТО Староятчинский составляет 5,46 тыс.м<sup>2</sup>. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2024 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

#### **1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

### **ТО Граховский**

Описание источников тепловой энергии ТО Граховский представлено в таблицах 3 - 8.

Таблица 3. Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7

Показатели	Значения
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВа-1,25Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 3 – КВа-1,25Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 3,2 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 3,2 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 3,2 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2007;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д

к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 4. Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18

Показатели	Значения
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВа-1,25Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 2,15 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 2,15 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 2,15 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2009;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям

з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 5. Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16

Показатели	Значения
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – уголь.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ-630 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 2 – КВГ-630 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КВ-0,63Т (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 2 – КВ-0,63Т (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 2,17 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 2,17 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 2,17 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2012;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая нагрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

**Таблица 6. Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13**

Показатели	Значения
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КОВ-80 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,69 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,69 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,69 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2015;

е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 7. Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а

Показатели	Значения
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КС-Г-63 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,05 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,05 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,05 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2004;

ремонт, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая нагрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 8. Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11

Показатели	Значения
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – АОГВ-35 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,03 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,03 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,03 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год	Год ввода в эксплуатацию – н/д;

последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год последней реконструкции (модернизации) – 2017;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### ТО Каменский

Описание источников тепловой энергии ТО Каменский представлено в таблицах 9-10.

Таблица 9. Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2

Показатели	Значения
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КОВ-63 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КОВ-50 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,54 Гкал/ч.

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,54 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,54 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2012;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 10. Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г

Показатели	Значения
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – ВАХІ ecofour 1.2F (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – ВАХІ ecofour 1.2F (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д

б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,1 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,1 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,1 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2012;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

## ТО Новогорский

Описание источников тепловой энергии ТО Новогорский представлено в таблицах 11 - 12.

**Таблица 11. Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16**

Показатели	Значения
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВа-0,4Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КВа-0,4Гс (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,69 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,69 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	<p>Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год.</p> <p>Тепловая мощность нетто 0,69 Гкал/ч.</p>
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	<p>Год ввода в эксплуатацию – н/д;</p> <p>Год последней реконструкции (модернизации) – 2005;</p>
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д

к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 12. Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1

Показатели	Значения
Котельная №13, д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – Микро-100 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,26 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,26 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,26 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2000;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д

и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### ТО Лолошур-Взжинский

Описание источников тепловой энергии ТО Лолошур-Возжинский представлено в таблице 13.

**Таблица 13. Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а**

Показатели	Значения
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – уголь. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ 630 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КВ 0,63Т (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КВ-3р (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 1,63 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 1,63 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 1,63 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2010;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### ТО Верхнеигринский

Описание источников тепловой энергии ТО Верхнеигринский представлено в таблицах 14-17.

Таблица 14. Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1

Показатели	Значения
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – уголь. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ-250 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КВ – 0,2 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,3 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,3 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,3 Гкал/ч.

д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2000;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 15. Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а

Показатели	Значения
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ-160 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,28 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,28 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год.

собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Тепловая мощность нетто 0,28 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2004;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая нагрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

**Таблица 16. Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"**

Показатели	Значения
<b>Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"</b>	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – уголь. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – ЗИОС АБ-45 – 1 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточные насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,08 Гкал/ч.

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,08 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,08 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2000;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 17. Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61

Показатели	Значения
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – Micro new 200 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – Micro new 200 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д

б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,1 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,1 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,1 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2005;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### ТО Парымозаречный

Описание источников тепловой энергии ТО Парымозаречный представлено в таблицах 18 - 19.

**Таблица 18. Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а**

Показатели	Значения
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ-250 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,43 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,43 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,43 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2002;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д

к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 19. Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30

Показатели	Значения
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – уголь.</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КС-Г-100 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КС-Г-100 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КС-Г-100 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КС-Г-100 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> <li>• Водяной котел № 1 – КЧМ (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Рециркуляционный насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> <p>Подпиточный насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> <p>Водоподготовка – н/д</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,48 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,48 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,48 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2013;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

выработки тепловой и электрической энергии);	
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### ТО Староятчинский

Описание источников тепловой энергии МО «Горнякское» представлено в таблицах 20 - 21.

Таблица 20. Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а

Показатели	Значения
<b>Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а</b>	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – КВГ-160(рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,28 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,28 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,28 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после	Год ввода в эксплуатацию – н/д; Год последней реконструкции (модернизации) – 2005;

ремонт, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая нагрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 21. Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7

Показатели	Значения
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – отсутствует. Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Водяной котел № 1 – АТГВ-20,4 (рег. Номер – н/д; год установки – н/д);</li> </ul> Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д;</li> </ul> Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> <li>• н/д.</li> </ul> Водоподготовка – н/д
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,06 Гкал/ч.
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,06 Гкал/ч
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной – н/д Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,06 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год	Год ввода в эксплуатацию – н/д;

последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год последней реконструкции (модернизации) – 2012;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): н/д
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки – н/д
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### **1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничения по тепловой мощности отсутствуют, так как загрузка котельных не превышает установленной мощности.

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

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлен в таблице 2.

### **1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса представлены в таблицах 22 - 28.

**Таблица 22. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Граховский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7			
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3	
Тип котла	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс	
Год ввода в эксплуатацию	2007	2007	2007	
Расчетный ресурс котла, час.	-	-	-	
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	
Фактический срок эксплуатации, лет	17	17	17	
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-	
Год продления ресурса	-	-	-	
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-	
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-	
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18			
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2		
Тип котла	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс		
Год ввода в эксплуатацию	2009	2009		
Расчетный ресурс котла, час.	-	-		
Расчетный срок службы, лет	10	10		
Фактический срок эксплуатации, лет	15	15		
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-		
Год продления ресурса	-	-		
Мероприятия по продлению ресурса	-	-		
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-		
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16			
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2	Котел №3	Котел №4
Тип котла	КВГ-630	КВГ-630	КВ-0,63Т	КВ-0,63Т
Год ввода в эксплуатацию	2012	2012	2012	2012

Расчетный ресурс котла, час.	-	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	12	12	12	12
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13			
Номер котла	Котел № 1			
Тип котла	КОВ-80			
Год ввода в эксплуатацию	2015			
Расчетный ресурс котла, час.	-			
Расчетный срок службы, лет	10			
Фактический срок эксплуатации, лет	11			
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-			
Год продления ресурса	-			
Мероприятия по продлению ресурса	-			
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-			
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а			
Номер котла	Котел № 1			
Тип котла	КС-Г-63			
Год ввода в эксплуатацию	2004			
Расчетный ресурс котла, час.	-			
Расчетный срок службы, лет	10			
Фактический срок эксплуатации, лет	20			
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-			
Год продления ресурса	-			

Мероприятия по продлению ресурса	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11
Номер котла	Котел № 1
Тип котла	АОГВ-35
Год ввода в эксплуатацию	2017
Расчетный ресурс котла, час.	-
Расчетный срок службы, лет	10
Фактический срок эксплуатации, лет	7
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-
Год продления ресурса	-
Мероприятия по продлению ресурса	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-

**Таблица 23. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Каменский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	КОВ-63	КОВ-50
Год ввода в эксплуатацию	2012	2012
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	12	12
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-

Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	BAXI ecofour 1.2F	BAXI ecofour 1.2F
Год ввода в эксплуатацию	2012	2012
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	12	12
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

**Таблица 24. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Новогорский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	КВа-0,4Гс	КВа-0,4Гс
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1
Номер котла	Котел №1
Тип котла	Микро-100
Год ввода в эксплуатацию	2007
Расчетный ресурс котла, час	–
Расчетный срок службы, лет	15
Фактический срок эксплуатации, лет	17
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–
Год продления ресурса	–
Мероприятия по продлению ресурса	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–

**Таблица 25. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Лолошур-Возжинский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а		
Номер котла	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Тип котла	КВГ 630	КВ 0,63Т	КВ-3р
Год ввода в эксплуатацию	2010	2010	2010
Расчетный ресурс котла, час	–	–	–
Расчетный срок службы, лет	15	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	14	14	14
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	–	–
Год продления ресурса	–	–	–
Мероприятия по продлению ресурса	–	–	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–	–	–

**Таблица 26. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Верхнеигринский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	КВГ-250	КВ – 0,2
Год ввода в эксплуатацию	2000	2000
Расчетный ресурс котла, час	–	–
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	24	24
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	–
Год продления ресурса	–	–
Мероприятия по продлению ресурса	–	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–	–
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	
Номер котла	Котел №1	
Тип котла	КВГ-160	
Год ввода в эксплуатацию	2005	
Расчетный ресурс котла, час	–	
Расчетный срок службы, лет	15	
Фактический срок эксплуатации, лет	19	
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	
Год продления ресурса	–	
Мероприятия по продлению ресурса	–	
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–	
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	
Номер котла	Котел №1	
Тип котла	ЗИОС АБ-45	
Год ввода в эксплуатацию	2000	

Расчетный ресурс котла, час	–	
Расчетный срок службы, лет	15	
Фактический срок эксплуатации, лет	24	
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	
Год продления ресурса	–	
Мероприятия по продлению ресурса	–	
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–	
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	Micro new 200	Micro new 200
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005
Расчетный ресурс котла, час	–	–
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	19	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	–
Год продления ресурса	–	–
Мероприятия по продлению ресурса	–	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–	–

**Таблица 27. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Порымозаречный**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а
Номер котла	Котел №1
Тип котла	КВГ-250
Год ввода в эксплуатацию	2002
Расчетный ресурс котла, час	–
Расчетный срок службы, лет	15
Фактический срок эксплуатации, лет	22

Год последнего освидетельствования при допуске	—					
Год продления ресурса	—					
Мероприятия по продлению ресурса	—					
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	—					
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	—					
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30					
Номер котла	Котел №1	Котел № 2	Котел № 3	Котел № 4	Котел № 5	Котел № 6
Тип котла	КС-Г-100	КС-Г-100	КС-Г-100	КС-Г-100	КЧМ	КЧМ
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013	2013	2013	2013	2013
Расчетный ресурс котла, час	—	—	—	—	—	—
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	11	11	11	11	11	11
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	—	—	—	—	—	—
Год продления ресурса	—	—	—	—	—	—
Мероприятия по продлению ресурса	—	—	—	—	—	—
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	—	—	—	—	—	—
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	—	—	—	—	—	—

**Таблица 28. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ТО Староятчинский**

Наименование источника тепловой энергии	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а
Номер котла	Котел №1
Тип котла	КВГ-160

Год ввода в эксплуатацию	2005
Расчетный ресурс котла, час	–
Расчетный срок службы, лет	15
Фактический срок эксплуатации, лет	19
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–
Год продления ресурса	–
Мероприятия по продлению ресурса	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–
Наименование источника тепловой энергии	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7
Номер котла	Котел №1
Тип котла	АТГВ-20,4
Год ввода в эксплуатацию	2012
Расчетный ресурс котла, час	–
Расчетный срок службы, лет	15
Фактический срок эксплуатации, лет	12
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–
Год продления ресурса	–
Мероприятия по продлению ресурса	–
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	–

### **1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

На перспективу до 2038 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоистоников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоистоников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоистоников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоистоников;
- расход сетевой воды на энергоистониках.

Отпуск тепловой энергии от котельных МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики» осуществляется по утвержденным температурным графикам, представленным на рисунке 18 и таблице 29. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточников, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

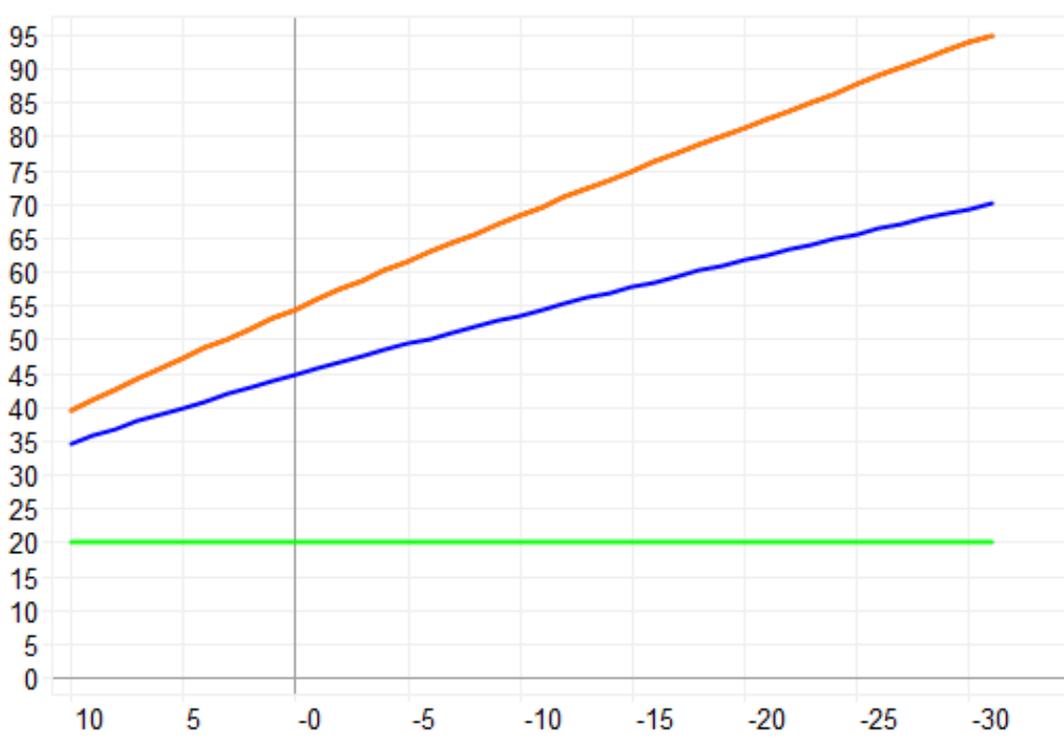


Рисунок 19. Температурный график 95/70 °С

Таблица 29. Температурный график

Tn	T1	T3	T2	Qot	Tv
-31	95.00	95.00	70.00	1.000	20.00
-30	93.77	93.77	69.26	0.980	20.00
-29	92.54	92.54	68.52	0.961	20.00
-28	91.31	91.31	67.78	0.941	20.00
-27	90.07	90.07	67.03	0.922	20.00
-26	88.82	88.82	66.27	0.902	20.00
-25	87.57	87.57	65.52	0.882	20.00
-24	86.32	86.32	64.75	0.863	20.00
-23	85.06	85.06	63.99	0.843	20.00
-22	83.80	83.80	63.21	0.824	20.00
-21	82.54	82.54	62.44	0.804	20.00
-20	81.26	81.26	61.66	0.784	20.00
-19	79.99	79.99	60.87	0.765	20.00

-18	78.71	78.71	60.08	0.745	20.00
-17	77.42	77.42	59.28	0.725	20.00
-16	76.12	76.12	58.48	0.706	20.00
-15	74.83	74.83	57.67	0.686	20.00
-14	73.52	73.52	56.85	0.667	20.00
-13	72.21	72.21	56.03	0.647	20.00
-12	70.89	70.89	55.20	0.627	20.00
-11	69.57	69.57	54.37	0.608	20.00
-10	68.23	68.23	53.53	0.588	20.00
-9	66.89	66.89	52.68	0.569	20.00
-8	65.55	65.55	51.82	0.549	20.00
-7	64.19	64.19	50.96	0.529	20.00
-6	62.83	62.83	50.09	0.510	20.00
-5	61.46	61.46	49.21	0.490	20.00
-4	60.08	60.08	48.31	0.471	20.00
-3	58.69	58.69	47.42	0.451	20.00
-2	57.29	57.29	46.51	0.431	20.00
-1	55.88	55.88	45.59	0.412	20.00
0	54.46	54.46	44.65	0.392	20.00
1	53.02	53.02	43.71	0.373	20.00
2	51.58	51.58	42.76	0.353	20.00
3	50.12	50.12	41.79	0.333	20.00
4	48.65	48.65	40.80	0.314	20.00
5	47.16	47.16	39.80	0.294	20.00
6	45.65	45.65	38.79	0.275	20.00
7	44.13	44.13	37.75	0.255	20.00
8	42.58	42.58	36.70	0.235	20.00
9	41.02	41.02	35.62	0.216	20.00
10	39.43	39.43	34.52	0.196	20.00

### 1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» продолжительность отопительного периода – 219 дней.

### 1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети

Согласно предоставленным данным от Администрации муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики» сведения о приборах учета тепловой энергии отсутствуют. Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, производится нормативно.

### 1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Согласно данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о статистике отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

### **1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Согласно данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### **1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения**

Согласно данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о технико-экономические показатели работы источника теплоснабжения отсутствуют.

## **1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них**

### **1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения**

По состоянию на 01.08.2024 г. тепловые сети МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики» эксплуатируются МУП «Жилкоммунсервис».

Тепловые сети источников тепловой энергии МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики» – в основном Надземная прокладка, а также Подземная канальная прокладка.

В качестве тепловой изоляции используется – Маты и полосы из непрерывного стекловолокна, гидроизоляции служит полиэтилен и рубероид.

Тепловая изоляция трубопроводов находится в ветхом состоянии. Значительная часть проложенных трубопроводов находится без теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П – образными компенсаторами и углами поворота.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально-качественное по отопительному графику.

Температурные эксплуатационные графики в зоне действия котельных МО «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики» –95/70 °С.

### **1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе представлены на рисунках 1-18.

**1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам**

Согласно данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о годах начала эксплуатации тепловых сетей отсутствуют.

Информация по параметрам тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки представлена в таблице 30.

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети соответствует утвержденным графикам регулирования отпуска тепловой энергии.

Таблица 30.

№ п/п	участок	Диаметр трубопровода, мм	Год постройки	Длина участка, м	Материал, тип прокладки	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тип изоляции	Тип компенсирующих устройств
<i>ТО Граховский</i>								
<i>Котельная №1 с. Грахово, ул. Колпакова, д.7</i>								
1	Котельная - потребители	н/д	н/д	2355	Надземная	0,82	стекловолокно, рубероид	угол поворота
2	Котельная - потребители	н/д		2283,4	Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
<i>Котельная №2 с. Грахово, ул. Ачинцева, д. 18</i>								
4	Котельная - потребители	20	н/д	10	Надземная	0,37	стекловолокно, рубероид	угол поворота
		25	н/д	42	Надземная			
		32	н/д	40	Надземная			
		50	н/д	283	Надземная			П-образный компенсатор
		57	н/д	87	Надземная			
		76	н/д	5	Надземная			
		100	н/д	230	Надземная			П-образный компенсатор
		120	н/д	318	Надземная			П-образный компенсатор
		150	н/д	239	Надземная			П-образный компенсатор
5	Котельная - потребители	-	-	-	Подземная (канальная)			-
<i>Котельная №3 с. Грахово, ул. Пионерская, 16</i>								
6	Котельная - потребители	150	н/д	4	Надземная	0,35	стекловолокно, рубероид	угол поворота
		40	н/д	2	Надземная			
		76	н/д	45	Надземная			
		32	н/д	4	Надземная			

		57	н/д	214	Надземная			П-образный компенсатор
		100	н/д	404	Надземная			П-образный компенсатор
		97	н/д	62	Надземная			
		89	н/д	571	Надземная			П-образный компенсатор
7	Котельная - потребители	н/д	н/д		Подземная (канальная)			-
Котельная №16 с. Грахово, ул. Дорожная, 13								
8	Надземной прокладки	н/д	н/д	н/д	Надземная	0,04	стекловолокно, рубероид	угол поворота
9	Подземной прокладки	н/д	н/д		Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
Котельная №14, с Грахово, ул. Чапаева, д. 25а								
10	Надземной прокладки	н/д	н/д	н/д	Надземная	0,009	стекловолокно, рубероид	угол поворота
11	Подземной прокладки	н/д	н/д		Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
Котельная №18, сч. Грахово, ул. Аэродромная, д. 11								
12	Надземной прокладки	н/д	н/д	н/д	Надземная	0,008	стекловолокно, рубероид	угол поворота
13	Подземной прокладки	н/д	н/д		Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
<i>ТО Каменский</i>								
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2								
14	Котельная -НОШ	н/д	н/д	-	-	0,025	-	-
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г								
4	Котельная – Детский сад	н/д	н/д	-	-	0,025	-	-

*ТО Новогорский*

*Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16*

5	Котельная – потребители	20	н/д	30	Надземная	0,16	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
		32	н/д	60,7				
		50	н/д	97				
		100	н/д	246				
		76	н/д	336				П-образный компенсатор

*Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1*

6	Котельная – СОШ	89	н/д	171,35	Надземная	0,07	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
---	-----------------	----	-----	--------	-----------	------	----------------------------	---------------------------

*ТО Лолошур-Возжинский*

*Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а*

7	Котельная – СДК	50	н/д	410	Надземная	0,19	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
		76	н/д	101				
		89	н/д	100				

*ТО Верхнеигринское*

*Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1*

8	Котельная – СДК	н/д	н/д	-	-	0,04	-	-
---	-----------------	-----	-----	---	---	------	---	---

*Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майорова, 3а*

9	Котельная – СОШ	89	н/д	67,5	Надземная	0,08	стекловолокно, рубероид	-
---	-----------------	----	-----	------	-----------	------	----------------------------	---

*Котельная №15 Здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"*

10	Котельная - ЦСОН	н/д	н/д	н/д	н/д	0,02	н/д	н/д
----	------------------	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----

<i>Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61</i>								
11	Котельная – Культурно спортивный	н/д	н/д	-	-	0,06	-	-
<i>ТО Порымозаречный</i>								
<i>Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а</i>								
12	Котельная – потребители	25	2023	3	Подземная	0,1	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
		50		55,4				
		76		51				
		89		103				
<i>Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30</i>								
13	Котельная – Порымская ООШ	76	н/д	271,7	Надземная	0,1	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
14	Котельная – Порымская ООШ	89	н/д	91	подземная			
<i>ТО Староятчинский</i>								
<i>Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а</i>								
14	Котельная – ООШ	89	н/д	140	Надземная	0,06	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
<i>Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7</i>								
15	Котельная – СДК	н/д	н/д	26,1	Надземная	0,06	стекловолокно, рубероид	-

#### **1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Регулирующая арматура на тепловых сетях – вентили, задвижки.

#### **1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.**

Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов не представлено.

#### **1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоистоников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоистоников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоистоников;
- расход сетевой воды на энергоистониках.

Отпуск тепловой энергии от котельных Граховского муниципального района осуществляется по температурным графикам 95/70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоистоника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоистоника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети Граховского муниципального района.

#### **1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения Граховского муниципального округа проводится эксплуатирующими организациями в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003г № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона. На планируемые к строительству объекты теплоснабжения гидравлические режимы разрабатываются проектной организацией при проектировании новых трубопроводов отопления и ГВС.

### **1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет**

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о статистике отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет отсутствует.

### **1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет**

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о статистике восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет отсутствует.

### **1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Существует несколько способов проведения диагностики тепловых сетей, с помощью которых планируются капитальные и текущие ремонты.

Методы технической диагностики:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике, и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих ТС имеет ограниченную область использования.

- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

- Тепловая аэрозьемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.

- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94 %. То есть 94 % повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключок ТС.

Опыт планирования ремонтов, анализ состояния действующих сетей, опыт применения различных методов диагностики позволяет сделать следующие предложения для будущих нормативных документов по ТС:

1. Техническую диагностику на предприятиях тепловых сетей нужно внедрять системно одновременно с изменением системы планирования и проведения ремонтных работ и индивидуально в зависимости от особенностей конкретного предприятия.

2. Нормы эксплуатации необходимо разрабатывать отдельно для каждой теплоснабжающей организации на основании перевода всех данных в электронный вид и последующего анализа.

3. Проектирование новых сетей должно выполняться с прогнозом надежности и предусматривать встроенную систему диагностики с описанием технологии ее проведения и расчетом необходимых финансовых и трудовых затрат.

4. Для разработки нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию ТС, необходимо предварительно проводить достаточно глубокий анализ актуальных паспортных данных прокладок сети, условий их эксплуатации и данные мониторинга состояния за ряд лет.

5. Стратегия развития ЦТ должна быть нацелена на плановую замену сетей и устаревших конструкций на новые более надежные, с гарантированным сроком службы и встроенной автоматической системой выявления мест нарушения условий эксплуатации. Ремонт должен быть только планово-предупредительный.

Испытания тепловых сетей следует проводить в соответствии с СП 41 - 105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индивидуальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке». При проведении испытаний тепловых сетей следует соблюдать требования СНиП 3.05.03, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 03-75-94, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей РД 34.03.201-97.

Согласно материалам предоставленных эксплуатирующей организацией на котельных действует график ППР и опрессовки к осенне-зимнему периоду.

Планово-предупредительный ремонт включает в себя ремонт запорной арматуры, ремонт тепловых колодцев, ремонт теплоизоляции, замена изношенных трубопроводов, гидравлическое регулировка объектов. Гидроиспытание проводится давлением не ниже 12кгс/см<sup>2</sup>.

### **1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних

ремонт с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей отсутствует.

### 1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя отсутствует.

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м<sup>3</sup>, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.г.н}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.г.н}}n_{\text{год}}, \quad (1)$$

где,  $a$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м<sup>3</sup>/чм<sup>3</sup>, 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;

$V_{\text{год}}$  - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м<sup>3</sup>;

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

$m_{\text{ут.г.н}}$  - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м<sup>3</sup>/чм<sup>3</sup>.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}) = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / n_{\text{год}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м<sup>3</sup>;

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

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации

трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотапительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее  $0,5 \text{ кгс/м}^2$  в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

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

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива,  $\text{м}^3$ , определяются из формулы:

$$G_{\text{а.н}} = \sum_1^k mNn_{\text{год авт.}}, \quad (3)$$

где  $m$  - технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из действующих приборов автоматики или защиты одного ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$N$  - количество действующих приборов автоматики или защиты одного типа, шт.;

$n_{\text{год авт.}}$  - продолжительность функционирования однотипных приборов в течение года, ч;

$k$  - количество групп однотипных действующих приборов автоматики и защиты.

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

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

План проведения эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ утверждается руководителем теплосетевой организации и включается в состав обосновывающих нормативы материалов.

Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

- потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;

- потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - воды.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя, производится по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.год} \rho_{год} c \left[ b \tau_{1год} + (1 - b) \tau_{2год} - \tau_{х.год} \right] n_{год} 10^{-6}, \quad (8)$$

где  $\rho_{год}$  - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом  $b$ ) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м<sup>3</sup>;

$b$  - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

$\tau_{1год}$  и  $\tau_{2год}$  - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °С;

$\tau_{х.год}$  - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

$c$  - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С.

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочником.

Средневзвешенные значения температуры теплоносителя в подающих  $\tau_{1год}$  и обратных  $\tau_{2год}$  трубопроводах тепловой сети, °С, можно определить по формулам:

$$\tau_{1год} = \sum (\tau_{1i} n_i) / (n_{от} + n_{об}) = \sum (\tau_{1i} n_i) / n_{год}; \quad (9a)$$

$$\tau_{2год} = \sum (\tau_{2i} n_i) / (n_{от} + n_{об}) = \sum (\tau_{2i} n_i) / n_{год}; \quad (9б)$$

где  $\tau_{1i}$  и  $\tau_{2i}$  - значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии при средней температуре наружного воздуха соответствующего месяца, °С.

Среднегодовое значение температуры  $\tau_{x,год}$  исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети, °С, определяется по формуле, аналогичной формулам (9а) и (9б).

При отсутствии достоверной информации по температурам исходной воды допустимо принимать  $\tau_{x,от} = 5^\circ\text{C}$ ,  $\tau_{x,л} = 15^\circ\text{C}$ .

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 V_{\text{тр.з}} \rho_{\text{зап}} c (\tau_{\text{зап}} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (10)$$

где  $V_{\text{тр.з}}$  - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организации, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{зап}}$  - плотность воды, используемой для заполнения, кг/м<sup>3</sup>;

$\tau_{\text{зап}}$  - температура воды, используемой для заполнения, °С;

$\tau_x$  - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов автоматического регулирования и защиты, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \rho_{\text{сл}} c (\tau_{\text{сл}} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (11)$$

где  $G_{\text{а.н}}$  - годовые потери теплоносителя в результате слива, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{сл}}$  - среднегодовая плотность теплоносителя в зависимости от места установки автоматических приборов, кг/м<sup>3</sup>;

$\tau_{\text{сл}}$  и  $\tau_x$  - температура сливаемого теплоносителя и исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения в период слива, °С.

При запланированном проведении эксплуатационных испытаний и других регламентных работ должны быть определены затраты тепловой энергии с этой составляющей затрат теплоносителя по формулам, аналогичным формуле (11).

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - пара.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями пара, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{шт}} = G_{\text{шт}} (i_{\text{п}} - i_x) 10^{-3}, \quad (12)$$

где  $i_{\text{п}}$  и  $i_x$  - энтальпия пара при средних значениях давления и температуры по отдельным магистралям на источнике теплоснабжения и на границе эксплуатационной ответственности, а также исходной воды, ккал/кг.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями конденсата, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{пк}} = G_{\text{пк}} c (\tau_{\text{конд}} - \tau_x) 10^{-3}, \quad (13)$$

где  $\tau_{\text{конд}}$  и  $\tau_x$  - средние за период функционирования паровых сетей значения температуры конденсата и исходной воды на источнике теплоснабжения, °С.

Потери тепловой энергии, связанные с проведением эксплуатационных испытаний паропроводов и конденсатопроводов и (или) других регламентных работ, включая прогрев, продувку паропроводов определяются по формулам, аналогичным формулам (12) и (13).

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов водяных тепловых сетей.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов производится на базе значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях эксплуатации тепловых сетей.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например, при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения по открытой схеме по одной трубе (без циркуляции).

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока).

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, производится в зависимости от года проектирования теплопроводов:

- спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно;
- спроектированных с 1990 г. по 1997 г. включительно;
- спроектированных с 1998 г. по 2003 г. включительно;
- спроектированных с 2004 г.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (14)$$

где  $q_{\text{из.н}}$  - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм;

$L$  - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Значения нормативных часовых тепловых потерь, Гкал/ч, участков трубопроводов тепловых сетей, аналогичных участкам трубопроводов, подвергавшихся испытаниям на тепловые потери, по типу прокладки, виду изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно по формуле, аналогичной формуле (8):

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (k_{\text{н}} q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (15)$$

где  $k_{\text{н}}$  - поправочный коэффициент для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученный по результатам испытаний на тепловые потери.

Приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377 в пункт 11.3.5 внесены изменения

Значения поправочного коэффициента  $k_{\text{н}}$  определяются по формуле:

$$k_{\text{н}} = Q_{\text{из.год.н}} / Q_{\text{из.год.н}}, \quad (16)$$

где  $Q_{\text{из.год.н}}$  и  $Q_{\text{из.год.н}}$  - тепловые потери, определенные в результате испытаний на тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации каждого испытанного участка трубопроводов тепловой сети, и потери, определенные по нормам для тех же участков, Гкал/ч.

Значения тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей за год, Гкал, определяются на основании значений часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь паропроводов для всех участков магистралей производится на основе сведений о конструктивных особенностях теплопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплого потока).

Для определения средних параметров теплоносителя на  $i$ -ом участке магистрали необходимо рассчитать конечные параметры теплоносителя  $i$ -го участка исходя из среднегодовых параметров (давление и температура) пара на источнике теплоснабжения и максимальных договорных расходов пара у каждого потребителя. Конечная температура  $(\tau_{2i})$   $i$ -го участка магистрали определяется по формуле:

$$\tau_{2i} = t_{\text{б}}^{\text{ср.г}} + \left( \tau_{1i} - t_{\text{б}}^{\text{ср.г}} \right) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot 10^3 \cdot c}}, \quad (17)$$

где  $t_{\text{б}}^{\text{ср.г}}$  - среднегодовая температура окружающей среды (наружный воздух - для надземной прокладки, грунт - для подземной), °С;

$\tau_{1i}$  - температура пара в начале  $i$ -го участка, °С;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь;

$R_i$  - суммарное термическое сопротивление  $i$ -го участка,  $(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°С}) / \text{ккал}$ , определяется в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии;

$G_i$  - расход пара на  $i$ -ом участке, т/ч;

$c_i$  - удельная изобарная теплоемкость пара при средних значениях давления и температуры (среднее значение температуры на 1-ой итерации принимается равным  $\tau_{ср,i} = \tau_{1i} - 30^\circ\text{C}$ ) на  $i$ -ом участке,  $\text{ккал}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$ .

После вычисления  $\tau_{2i}$  уточняется удельная изобарная теплоемкость пара  $c_i$  (при температуре  $\tau_{ср,i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$  и среднем давлении  $P_{ср,i} = \frac{P_{1i} + P_{2i}}{2}$ ) и расчет повторяется до получения разницы  $(\tau_{2i}^{(n)} - \tau_{2i}^{(n+1)}) \leq 5^\circ\text{C}$ , где  $\tau_{2i}^{(n)}$  и  $\tau_{2i}^{(n+1)}$  среднегодовые температуры в конце магистрали при  $n$  и  $(n+1)$  расчете.

Конечное абсолютное давление пара  $i$ -го участка магистрали определяется по формуле:

$$P_{2i} = P_{1i} \cdot \sqrt{1 - \frac{2R_{1i} \cdot (1 + \alpha_i) \cdot (\tau_{ср,i} + 273,15)}{P_{1i} \cdot (\tau_{1i} + 273,15) \cdot 10^4} \cdot L_i}, \quad (18)$$

где  $P_{1i}$  - абсолютное давление пара в начале  $i$ -го участка,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;

$L_i$  - длина  $i$ -го участка паропровода, м;

$R_{1i}$  - удельное линейное падение давления  $i$ -го участка,  $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{м}$ ;

$\alpha_i$  коэффициент местных потерь давления  $i$ -го участка.

Удельное линейное падение давления на  $i$ -ом участке определяется по формуле:

$$R_{1i} = \frac{8,34 \cdot G_i^2}{P_{1i} \cdot d_{вн,i}^{5,25}} \cdot 10^{-5}, \quad (19)$$

где  $P_{1i}$  плотность пара  $i$ -го участка паропровода,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$d_{вн,i}$  - внутренний диаметр паропровода на  $i$ -ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления  $i$ -го участка определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76,45 \cdot \sum \xi_i \cdot d_{вн,i}^{1,25}}{L_i}, \quad (20)$$

где  $\sum \xi_i$  сумма коэффициентов местных сопротивлений на  $i$ -ом участке.

Для паровых сетей в системах теплоснабжения от отопительных (производственно-отопительных) котельных с присоединенной тепловой нагрузкой (по пару) до 7 Гкал/ч ожидаемые средние значения давления пара и его температуры могут определяться по каждому паропроводу в целом по приведенным ниже формулам (21) и (22):

среднее давление пара  $P_{ср}$  в паропроводе,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ , определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \left[ \sum_i^k (P_{\text{н}} - P_{\text{к}}) n_{\text{const}} / 2 \right] / n_{\text{год}}, \quad (21)$$

где  $P_{\text{н}}$  и  $P_{\text{к}}$  - давление пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования  $n_{\text{const}}$ , ч, с относительно постоянными значениями давления, кгс/см<sup>2</sup>;

$n_{\text{год}}$  - продолжительность функционирования каждого паропровода в течение года, ч;

$k$  - количество паропроводов паровой сети, шт.

средняя температура пара  $t_{\text{п}}^{\text{ср}}$ , °С, определяется по формуле:

$$t_{\text{п}}^{\text{ср}} = \left[ \sum_i^k (t_{\text{н}} - t_{\text{к}}) n_{\text{const}} / 2 \right] / n_{\text{год}}, \quad (22)$$

где  $t_{\text{н}}$  и  $t_{\text{к}}$  - температура пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования, °С.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для условий, средних за период эксплуатации конденсатопроводов, производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплого потока), в соответствии с годом проектирования конкретных участков тепловых сетей.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при условиях, средних за период эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

#### **1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года не предоставлены.

#### **1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результатов их исполнения отсутствуют.

#### **1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

Системы теплоснабжения Граховского района закрытые, двухтрубные, четырехтрубные, зависимые (одноконтурные). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 50 до 250 мм, способ прокладки - наземный на опорах и подземный

канальный/бесканальный. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление.

Внутридомовые системы отопления потребителей присоединены к централизованным системам теплоснабжения преимущественно по зависимым схемам.

Услуга ГВС от централизованных котельных на территории Граховского муниципального района не предоставляется. Приготовление ГВС на территории поселения организовано децентрализованно на индивидуальных водонагревателях, установленных у потребителей.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально- качественное по отопительному графику.

### **1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя**

Приборы учета отпущенной тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствуют. Установка приборов учета тепла для небольших многоквартирных и индивидуальных домов нерентабельна.

### **1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

По данным, предоставленным Администрацией муниципального образования «Муниципальный округ Граховский район Удмуртской Республики», диспетчерские службы теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, средства автоматизации, телемеханизации и связи отсутствуют.

### **1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Автоматизация центральных тепловых пунктов и насосных станций отсутствуют.

### **1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Средства и оборудование для защиты сетей от превышения давления отсутствуют.

### **1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозные тепловые сети отсутствуют. Обоснование в выборе организации, уполномоченной на их эксплуатацию отсутствует.

### **1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

#### **1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

##### **1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Описание существующих зон действия источников тепловой энергии на территории Граховского района представлено в разделе «Функциональная структура теплоснабжения».

##### **1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

Установленная мощность теплоисточника взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов.

Краткие характеристики источников теплоснабжения представлены в таблице 31.

Таблица 31.

Элемент территориально го деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Верхнеигринский»</b>																	
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	2024	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2025	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2026	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2027	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2028	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	2024	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	2024	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Граховский»</b>																	
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова 7	2024	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	2024	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	Существующее потребление	Приrost потребления	
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	2024	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	2024	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	2025	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	2024	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
ТО «Порымозаречный»																		
	2024	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	2025	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	2024	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
<b>ТО «Каменский»</b>																		
	2024	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	2025	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	2024	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
<b>ТО «Новогорский»</b>																		
Котельная №6 с. Новогорское,	2024	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
ул. Школьная, 16	2026	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	2024	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
<b>ТО «Лолошур-Возжинский»</b>																	
Котельная №7 д. Лолошур-	2024	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	2027	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
<b>ТО «Староятчинский»</b>																	
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская 32а	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

### **1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Сложившаяся ситуация такова, что потребители в целом по району отключаются от централизованных источников теплоснабжения ввиду того, что стоимость 1 Гкал очень высока. Потребители тепловой энергии при газификации населенных пунктов, стараются перейти на альтернативные источники центральному теплоснабжению.

Прогнозирование развития, сложившееся ситуация ведет к тому, что потребители тепловой энергии, а именно население будут отключены от централизованного источника теплоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ п.15 ст. 14. «О теплоснабжении» с 01.01.2011 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 РФ, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения.

В свою очередь, любые действия по замене и переносу инженерных отопительных сетей и оборудования, которые произведены при отсутствии соответствующего согласования или с нарушением проекта переустройства, представленного для согласования, именуется самовольным переустройством.

### **1.4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

При разработке схемы теплоснабжения были использованы данные о территориальном делении, установленные в утвержденной схеме территориального планирования Граховского муниципального района. Условно территория населенных пунктов с расположенными централизованными источниками теплоснабжения разделены на территории (зоны) действия источников теплоснабжения и территории (зоны) действия индивидуальных источников теплоснабжения. Информация о значении потребления тепловой энергии в расчетных элементах при расчетных температурах наружного воздуха приведена в пункте 1.4.1 «Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения».

### **1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление не предоставлены.

#### **1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения не предоставлены.

#### **1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Сравнения величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии не предоставляется возможным, по причине отсутствия предоставленных данных.

#### **1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок котельных Граховского района представлены в таблице 20 Тома 1 Схемы теплоснабжения. Расчетная температура наружного воздуха для населенных пунктов сельского поселения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» равна - 34°C.

Большую часть потерь теплоносителя связано с его транспортом, а именно потери теплоносителя через изоляцию трубопровода и потери теплоносителя, связанные с утечками. Характеристика трубопроводов тепловых сетей приведена в п.1.3.3 «Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения».

##### **1.5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

По предоставленным данным, подключение новых потребителей тепловой энергии не производился. Изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет.

#### **1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице 20 «Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения».

##### **1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по источнику тепловой энергии представлена в таблице 32.









Наименование параметра	Этапы						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2038
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515
<b>Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г</b>							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075
<b>ТО Новогорский</b>							



Наименование параметра	Этапы						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2038
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка(с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>							
<b>Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а</b>							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44
<b>ТО Верхнеигринский</b>							











## 1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии сведен в таблицу 33.

Таблица 33.

<i>Наименование котельной</i>	<i>Установленная Производит. Котельной, Гкал/ч</i>	<i>Расчетная подключенная нагрузка, Гкал/ч</i>	<i>Резерв (+), Дефицит (-) мощности, %</i>
<b>ТО Граховский</b>			
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова 7	3,2	0,82	+2,38
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	2,15	0,37	+1,78
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	2,17	0,35	+1,82
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	0,69	0,04	+0,65
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	0,05	0,009	+0,041
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	0,03	0,008	+0,022
<b>ТО Каменский</b>			
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	0,54	0,025	+0,515
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	0,1	0,025	+0,075
<b>ТО Новогорский</b>			
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	0,69	0,16	+0,53
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	0,26	0,07	+0,19
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>			
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	1,63	0,19	+1,44
<b>ТО Верхнеигринский</b>			
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	0,3	0,04	+0,26
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	0,28	0,08	+0,2
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	0,08	0,02	+0,06
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	0,1	0,06	+0,04
<b>ТО Порымозаречный</b>			

Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	0,43	0,1	+0,33
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	0,48	0,1	+0,38
<b>ТО Староятчинский</b>			
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	0,28	0,06	+0,22
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	0,06	0,06	+0,0

### **1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю**

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения населенного пункта проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003г. № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона.

### **1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Как видно из п 1.6.2. «Обосновывающих материалов» дефициты тепловой энергии на централизованных источниках теплоснабжения не возникает. Для того, чтобы дефициты тепловой энергии не возникали на тепловых источниках, необходимо вовремя проводить планово-предупредительные и капитальные ремонты основного и вспомогательного оборудования котельных, а также преждевременную замену тепловых сетей.

### **1.6.5. Анализ резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

На территории Граховского района на источниках централизованного теплоснабжения наблюдается резерв тепловой мощности, связано это с тем, что потребители отключаются от централизованных источников, а расширение или перераспределение зон действия источников теплоснабжения не наблюдается, поскольку стоимости 1 Гкал выше в сравнении со стоимостью эксплуатации зданий на индивидуальных источниках теплоснабжения.

## **1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя**

### **1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

Теплоносителем на котельных Граховского района является вода. Забор воды производится из скважин населенных пунктов.

К потерям и затратам теплоносителя в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя относятся технологические затраты, обусловленные используемыми технологическими решениями и техническим уровнем оборудования системы теплоснабжения, а также утечки теплоносителя, обусловленные эксплуатационным состоянием тепловой сети и систем теплопотребления.

Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть тепловых сетей Граховского района представлена в таблице 34.

Таблица 34.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем системы централизованного теплоснабжения с учетом систем теплопотребления, м <sup>3</sup>	Существующая производительность водоподготовки, л/ч	Нормативная производительность существующей водоподготовки, л/ч	Существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч	Нормативная существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч
<b>ТО Граховский</b>							
1	Котельная №1 с. Грахово, ул. Колпакова 7	Закрытая	62,2	0,04	5	н/д	н/д
2	Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	Закрытая		0,02	н/д	н/д	н/д
3	Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	Закрытая		0,06	н/д	н/д	н/д
4	Котельная №16 Дорожная, 13	Закрытая		н/д	н/д	н/д	н/д
5	Котельная №14 ул. Чапаева, 25а	Закрытая		н/д	н/д	н/д	н/д
6	Котельная №18 ул. Аэродромная, 11	Закрытая		н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Каменский</b>							
7	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем системы централизованного теплоснабжения с учетом систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>	Существующая производительность водоподготовки, л/ч	Нормативная производительность существующей водоподготовки, л/ч	Существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч	Нормативная существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч
8	Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Новогорский</b>							
9	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>							
11	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Верхнеигринский</b>							
12	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
13	Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем системы централизованного теплоснабжения с учетом систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>	Существующая производительность водоподготовки, л/ч	Нормативная производительность существующей водоподготовки, л/ч	Существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч	Нормативная существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, л/ч
14	Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
15	Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Порымозаречный</b>							
16	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
17	Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>ТО Староятчинский</b>							
18	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
19	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	Закрытая	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м<sup>3</sup>, определяются по формуле:

$$G_{ут} = aV_{год} n_{год} 10^2 = m_{ут.год.н} n_{год}, (1)$$

где  $a$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м<sup>3</sup>/чм<sup>3</sup>, 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<sup>3</sup>;

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

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

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, определяется из выражения:

$$V_{год} = (V_{от} n_{от} + V_{л} n_{л}) / (n_{от} + n_{л}) = (V_{от} n_{от} + V_{л} n_{л}) / n_{год}, (2)$$

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

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

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотопительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее 0,5 кгс/см<sup>2</sup> в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

### 1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей и в аварийных режимах систем теплоснабжения в существующих и перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источника тепловой энергии Администрацией Граховского района в полном объеме не предоставлены.

### 1.8. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

#### 1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основное и вспомогательное топливо по котельным Граховскому району приведены ниже:

Таблица 35.

Наименование теплоисточника	Вид топлива	
	Основное	Резервное
ТО Граховское		
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	-
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	-
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	уголь
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	-
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
ТО Каменский		
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
ТО Новогорский		

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Вид топлива</i>	
	<i>Основное</i>	<i>Резервное</i>
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	-
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>		
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	Уголь
<b>ТО Вернеигринский</b>		
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	Уголь
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
Котельная №1 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
<b>ТО Порымозаречный</b>		
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	Природный газ 159,82 кг у.т/Гкал	-
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	Уголь
<b>ТО Староятчинский</b>		
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	Природный газ 157,66 кг у.т/Гкал	-

Потребление топлива котельными приведено ниже:

Таблица 36.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.</i>						
	<i>Всего</i>	<i>в том числе для потребителей</i>					
		<i>Феде рал. собств.</i>	<i>обл. собств.</i>	<i>Собств. Муниципального района</i>	<i>собств. городского (сельского)</i>	<i>Население</i>	<i>Прочие</i>
<b>ТО Граховский</b>							
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	159,82	-	-	-	159,82	-	-
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	159,82	-	-	-	159,82	-	-
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	157,66	-	-	-	157,66	-	-

Наименование теплоисточника	Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.						
	Всего	в том числе для потребителей					
		Феде рал. собств.	обл. собств.	Собств. Муниципа льного района	собств. городского (сельского)	Население	Прочие
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	159,82	-	-	-	159,82	-	-
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	159,82	-	-	-	159,82	-	-
ТО Каменский							
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	157,66	-	-	-	157,66	-	-
ТО Новогорский							
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	159,82	-	-	-	159,82	-	-
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	157,66	-	-	-	157,66	-	-
ТО Лолошур-Возжинский							
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	159,82	-	-	-	159,82	-	-
ТО Верхнеигринский							
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	157,66	-	-	-	157,66	-	-

Наименование теплоисточника	Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.						
	Всего	в том числе для потребителей					
		Феде рал. собств.	обл. собств.	Собств. Муниципа льного района	собств. городского (сельского)	Население	Прочие
<b>ТО Порымозаречный</b>							
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	159,82	-	-	-	159,82	-	-
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	157,66	-	-	-	157,66	-	-
<b>ТО Староятчинский</b>							
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская,	157,66	-	-	-	157,66	-	-
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	157,66	-	-	-	157,66	-	-

### 1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

В соответствии с предоставленными данными резервное топливо в котельных Граховского района отсутствует.

### 1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса поставляемого природного газа никоим образом не влияет на работу оборудования и не сказывается на экономических показателях.

### 1.8.4. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива не используются.

## 1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения

### 1.9.1. Показатели, определяемые 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

Надежность системы теплоснабжения – их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

Главный критерий надежности систем – безотказная работа элемента (системы) в течении расчетного времени. Система теплоснабжения относится к сооружениям, обслуживающим человека, ее отказ влечет недопустимые для него изменения окружающей среды.

Системы теплоснабжения Граховского муниципального района были запроектированы и построены в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности – СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86 и т.д.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования нормам и правилам.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы – такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированной системы такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения – сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна и она в целом.

### **1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

За последнее время на территории Граховского муниципального района аварийных повреждений тепловых сетей не было.

### **1.9.3. Частота отключений потребителей**

За последнее время на территории Граховского муниципального района аварийных отключений потребителей тепловой энергии по причине повреждения тепловых сетей и оборудования котельных не было.

### **1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Сведений по времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений нет в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

### **1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

В связи с неполнотой предоставленных данных нет возможности определить тепловые сети, не соответствующие нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

### **1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

### **1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

## **1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

### **1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Таблица 37.

Наименование	Котельные Граховского района
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года, Гкал/ч	13,52
Протяженность тепловых сетей, км.	4479,9
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс. руб.	н/д
Произведено тепловой энергии за год - всего, Гкал	н/д
Отпущено тепловой энергии – Всего, Гкал	н/д

## **1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **1.11.1. Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**

Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет администрацией Граховского района не предоставлены.

### **1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Тарифы на тепловую энергию регулируются Министерством строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Удмуртской Республики.

### **1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения**

Подключение к тепловым сетям производится в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое подключение собственными силами заявителя, в связи с отсутствием утвержденных тарифов на техприсоединение у собственников на тепловые сети.

### **1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

По данным Заказчика плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взимается.

## **1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования**

### **1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

На основании выше приведенного анализа можно обозначить следующие основные проблемные места функционирования системы теплоснабжения:

- низкий уровень автоматизации источников тепловой энергии, и как следствие повышенные расходы на оплату труда рабочих и снижение надежности функционирования системы выработки тепловой энергии;
- не проведена гидравлическая наладка тепловых сетей;
- индивидуальные тепловые пункты потребителей от котельной не оборудованы коммерческими приборами учета тепловой энергии;
- толщина тепловой изоляции не соответствует нормам, что обуславливает существенные потери тепловой энергии при транспортировке от источника тепловой энергии.

### **1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Техническое состояние оборудования и тепловых сетей — это основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения. Износ основного оборудования и недостаточное финансирование котельных не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Обеспечение безопасности теплоснабжения должно обеспечиваться резервированием системы теплоснабжения, живучестью и обеспечением бесперебойной работы источников теплоснабжения и тепловых сетей. Перемычек, как правило нет.

### **1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Недостаточное финансирование является основной проблемой развития систем теплоснабжения. Единственным источником финансирования развития системы теплоснабжения рассматриваемого поселения является местный бюджет. Возможность привлечения частного капитала ограничена из-за больших сроков окупаемости модернизации систем теплоснабжения.

### **1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Основные проблемы функционирования котельной состоят в следующем:

- высокий физический износ и старение оборудования котельной;
- существенный избыток тепловых мощностей источников теплоснабжения;
- невысокие КПД котлоагрегатов и как следствие повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельной;
- низкий уровень автоматизации котельной.

Основные проблемы функционирования тепловых сетей состоят в следующем:

- высокая степень износа тепловых сетей;
- высокий уровень фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и гидравлическое разрегулированные и сопутствующие этому фактору недотопы и перетопы зданий;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей;

Основные проблемы функционирования теплопотребляющих устройств:

- низкая степень охвата отапливаемых объектов приборами учета тепловой энергии и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;
- низкая степень охвата отапливаемых объектов средствами регулирования теплопотребления;
- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов.

### **1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения нет.

## **ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения**

### **2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения**

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения приведены в таблице 38.

Таблица 38.

Элемент территориально го деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Верхнеигринский»</b>																	
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	2024	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2025	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2026	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2027	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2028	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	н/д	0,0
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	2024	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	2024	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Граховский»</b>																	
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова 7	2024	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	2024	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,37	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	2024	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	2024	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,04	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м³/ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	2024	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,009	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	2024	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Порымозаречный»</b>																	
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	2024	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	2024	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Каменский»</b>																	
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	2024	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	2024	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Новогорский»</b>																	
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	2024	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,16	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	2024	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,07	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
<b>ТО «Лолошур-Возжинский»</b>																	
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	2024	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,19	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
<b>ТО «Староятчинский»</b>																	
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская 32а	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м <sup>3</sup> /ч								
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	2024	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2028	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2029 – 2033	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2034 - 2038	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,06	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

## 2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Согласно информации, представленной Граховским районом, строительство жилых домов, с централизованной системой теплоснабжения, на период до 2038 г. не планируется. Более того, на расчетный срок планируется подключение всех существующих абонентов к индивидуальному отоплению.

## 2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

В основу выбора критериев для зданий с эффективным использованием энергии заложен принцип удовлетворения главных потребительских требований, которым должно отвечать построенное здание. Таких нормативных требований, как сказано выше, установлено три.

- Предельный уровень удельного энергопотребления на отопление системой теплоснабжения здания за отопительный период;
- Требования по комфорту в помещениях здания;
- Условия не выпадения конденсата на внутренних поверхностях ограждающих конструкций.

Проектный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания  $q_e^{des}$  в течении отопительного периода должен быть меньше или равен требуемому значению  $q_e^{req}$  и определяется путем выбора теплозащитных средств ограждающих конструкций здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы теплоснабжения и отопления:

$$q_e^{req} * q_e^{des} = q_h^{des} / h_0^{des} \quad (1)$$

где  $q_e^{req}$  - требуемый удельный (на 1 м<sup>2</sup> площади / на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема) расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут);

$q_e^{des}$  - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут).

$q_h^{des}$  - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут).

$h_0^{des}$  - расчетный коэффициент энергетической эффективности системы теплоснабжения здания.

Расчетный удельный расход тепловой энергии на здание  $q_h^{des}$  не должен превышать вычисляемый требуемый удельный расход  $q_h^{req}$  по формуле:

$$q_h^{des} \leq q_h^{req} = h_0^{des} * q_o^{req}$$

где  $q_o^{req}$  - вычисляемый требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания Гкал/м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут., с учетом автоматического регулирования системы и непроизводительных теплопотерь в здании.

При проектировании здания конечный результат получают путем варьирования теплозащиты здания, объемно-планировочных решений здания и выбора тех или иных систем

теплоснабжения и способов регулирования. Очевидно, что требуемая энергоэффективность может быть достигнута за счет баланса уровня теплозащиты, объемно планировочных решений и эффективности системы теплоснабжения.

**2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

**2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

**2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

По производственным предприятиям, рассматриваемого поселения никакой информации по потреблению тепловой энергии не предоставлено.

**2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки**

Данных о перспективной застройке не предоставлено.

**2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии**

Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии представлена в таблице 49.

**2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды**

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды не предоставлены.

## **ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

**3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки**

Установленная мощность теплоисточников взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов (таблица 20 Том 1.).

**3.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии**

В муниципальных образованиях Граховского района магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет.

**3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Источники теплоснабжения существующих систем теплоснабжения расположены в зонах, где перспективой до 2038 года не предусмотрено подключение новых потребителей. Всех перспективных потребителей планируется подключать к проектируемым источникам теплоснабжения.

## **ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования**

### **4.1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)**

Теплоснабжающей организацией обслуживающей системы централизованного теплоснабжения Граховского муниципального района не предоставлены реестры выданных технических условий на подключение к сетям централизованного теплоснабжения. Перечень и сроки ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками, отсутствуют.

### **4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения**

Так как отсутствуют сведения о перечнях и сроках ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения выполнить не предоставляется возможным.

### **4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей**

Рост жилищного фонда произойдет как за счет многоквартирных домов, так и за счет индивидуальных жилых домов. Основной объем прироста многоквартирных домов ожидается в наиболее развитых районах Граховского района. Прирост площадей индивидуальных жилых домов ожидается в западном направлении Граховского района.

Теплоснабжение многоквартирных домов планируется организовать по смешанной схеме. Централизованным теплоснабжением планируется обеспечить потребителей с высокой тепловой нагрузкой, а также расположенных поблизости от сетей теплоснабжения. При значительной удаленности МКД от сетей централизованного теплоснабжения или экономической неэффективности теплоснабжения от сетей централизованного теплоснабжения, теплоснабжение необходимо организовать по децентрализованной системе от индивидуальных теплоисточников.

Теплоснабжение индивидуальных жилых домов необходимо организовать от теплоисточников, установленных у потребителей. В качестве топлива на индивидуальных теплоисточниках используется природный газ, твердое топливо и электроэнергия.

В соответствии с Генеральным планом Граховского района в населенных пунктах предусматривается развитие и размещение учреждений и предприятий.

## **ГЛАВА 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах**

### **5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

В данном разделе приведены нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях Граховского района, принятые при тарифном регулировании.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом №325 Минэнерго от 30.12.2008 г.

Сведения о величине утвержденных на 2023 г. потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии Граховского района не предоставлены.

### **5.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения**

Услуга по предоставлению горячего водоснабжения потребителям не предоставляется.

### **5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов**

Баки аккумуляторы не предусмотрены.

### **5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии**

Сведения по нормативному и фактическому (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовому расходу подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии не предоставлены.

### **5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в зонах действия источников тепловой энергии, а также максимумы подпитки в эксплуатационных и аварийных режимах представлены в таблице 25. Расчет нормативных утечек теплоносителя, а также максимальный объем подпитки тепловой сети в период повреждения участков возможно произвести на основании данных обслуживающих организаций, планов развития системы теплоснабжения, а также в соответствии с СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети.

Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280).

На настоящий момент существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения произвести невозможно ввиду отсутствия сведений.

#### **5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Данные о существующих балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не предоставлен, в связи с этим описание изменений в перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения выполнить невозможно.

#### **5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В результате анализа перспективного плана развития Граховского района и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельной присутствует резерв тепловой мощности.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице 34.

## **ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

### **6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

### **6.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

В соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 31.12.2020 № 3700-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» вопросы об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, определяются согласно перечню, установленному данным нормативным актом. Источники теплоснабжения Граховского района к таковым не относятся.

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

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

#### **6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

#### **6.5. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

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

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

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

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплопотребления в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;
- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории поселения предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных

(жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения Граховского района предлагается реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующих котельных Граховского района. Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источников тепловой энергии приведены в таблице 39.

Таблица 39.

<b>Зона теплоснабжения</b>	<b>Цель мероприятия</b>	<b>Срок реализации</b>
<b>ТО Новогорский</b>		
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	Реконструкция котельной	2024-2026гг
<b>ТО Верхнеигринский</b>		
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	Реконструкция котельной	2026-2028гг

**6.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

**6.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Граховского района отсутствуют.

**6.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

Расчет перспективных топливных балансов по котельной на территории Граховского района произведен по единственному варианту развития: теплоснабжение от существующих тепловых источников без перераспределения тепловых нагрузок.

#### **6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями**

Так как в Граховском районе преобладают малоэтажные частные постройки, отпадает необходимость в дорогостоящих сетях теплоснабжения, источниках теплоснабжения, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии.

Так же для существующих многоквартирных домов, поквартирное отопление значительно оптимизирует обеспечение теплом многоквартирного жилищного фонда.

При этом потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом, снимается проблема перебоев в тепле по техническим, организационным и сезонным причинам.

Децентрализованные системы теплоснабжения любого вида позволяют исключить потери тепловой энергии при ее транспортировке (значит снизить стоимость тепловой энергии для потребителя), повысить надежность отопления, вести жилищное строительство там, где нет развитых систем сетей теплоснабжения.

#### **6.11. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования**

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии останутся неизменными, в связи с тем, что не планируется строительство новых котельных и изменение существующей Схемы теплоснабжения.









Наименование параметра	Этапы						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2038
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515	+0,515
<b>Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г</b>							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075	+0,075
<b>ТО Новогорский</b>							



Наименование параметра	Этапы						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2038
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка(с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19	+0,19
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>							
<b>Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а</b>							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44	+1,44
<b>ТО Верхнеигринский</b>							











### **6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Проанализировав данные таблицы 40, можно сделать вывод о том, что установленная и располагаемая мощность котельных Граховского района не изменяются. В период с 2024г по 2038 года планируется провести модернизацию котельного оборудования, однако в результате модернизации изменение мощностей теплоэнергетического оборудования не планируется. На всем протяжении рассматриваемого периода в зоне действия котельных Граховского района наблюдается резерв тепловой мощности. Резерв тепловой мощности нетто не изменится к концу рассматриваемого. Таким образом, установленная тепловая мощность котельных в полной мере способна обеспечить прогнозируемый спрос на тепловую энергию.

В результате анализа перспективного плана развития Граховского района и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельных присутствует резерв тепловой мощности.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

### **6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования**

В соответствии с Генеральным планом Граховского района не предусматривается организации теплоснабжения в производственных зонах.

### **6.14. Результаты расчетов 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.

Оптимальный радиус теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

$$S=A+Z \rightarrow \min (\text{руб./Гкал/ч}),$$

где  $A$  – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

$Z$  – удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч.

Аналитическое выражение для оптимального радиуса теплоснабжения предложено в следующем виде, км:

$$R_{opt} = (140/s^{0,4}) * \phi^{0,4} * (1/B^{0,1}) * (\Delta\tau/\Pi)^{0,15}$$

где В – среднее число абонентов на 1 км<sup>2</sup>;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м<sup>2</sup>;

Π – теплоплотность района, Гкал/ч·км<sup>2</sup>;

Δτ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ – поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ.

При этом предложено некоторое значение предельного радиуса действия тепловых сетей, которое определяется из соотношения, км:

$$R_{пред} = [(p - C) / (1,2K)]^{2,5}$$

где R<sub>пред</sub> – предельный радиус действия тепловой сети, км;

p – разница себестоимости тепла, выработанного на ТЭЦ и в индивидуальных котельных абонентов, руб./Гкал;

C – переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал;

K – постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла при радиусе действия тепловой сети, равном 1 км, руб./Гкал·км.

Перечень исходных данных для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии Граховского района приведен в таблице 41.

Таблица 41.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального деления, тыс.м <sup>2</sup>	Номер условного участка зоны действия	Расстояние от источника до центра условного участка, м	Суммарная тепловая нагрузка Потребителей, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, сут	Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал
<b>ТО Граховский</b>							
1	Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	1700,915	1	277	0,82	5664	2361,95
2	Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	387,3759	2	74	0,37	5664	2361,95
3	Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	514,319	3	97	0,35	5664	4027,67
4	Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	9,354	4	15	0,04	5664	4027,67
5	Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	0,784	5	10	0,009	5664	2361,95
6	Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	0,816	6	10	0,008	5664	4027,67
<b>ТО Каменский</b>							
7	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	1,402	1	10	0,025	5664	2361,95
8	Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	1,972	2	12	0,025	5664	2361,95

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального деления, тыс.м <sup>2</sup>	Номер условного участка зоны действия	Расстояние от источника до центра условного участка, м	Суммарная тепловая нагрузка Потребителей, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, сут	Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал
<b>ТО Новогорский</b>							
9	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	97,738	1	26	0,16	5256	4027,67
10	Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	710,402	2	166	0,07	5256	4027,67
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>							
11	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	206,887	1	49	0,19	5256	4027,67
<b>ТО Верхнеигринский</b>							
12	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	3,788	1	15	0,04	5256	4027,67
13	Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	120,576	2	34	0,08	5256	4027,67
14	Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	н/д	3	н/д	0,02	5256	4027,67
15	Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	3,731	4	10	0,06	5256	4027,67
<b>ТО Порымозаречный</b>							

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального деления, тыс.м <sup>2</sup>	Номер условного участка зоны действия	Расстояние от источника до центра условного участка, м	Суммарная тепловая нагрузка Потребителей, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, сут	Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал
16	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	377,740	1	79	0,1	5256	4027,67
17	Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	348,357	2	112	0,1	5256	4027,67
<b>ТО Староятчинский</b>							
18	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	34,874	1	16	0,06	5256	4027,67
19	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	41,894	2	13	0,06	5256	4027,67

Радиус эффективного теплоснабжения – это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение дополнительной нагрузки 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 расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат.

Данная величина является сложной многокритериальной зависимостью, и несмотря на то, что Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 п.41 предписывает расчет эффективного радиуса теплоснабжения, в настоящее время отсутствует утвержденная методика по его вычислению.

Несмотря на то, что Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 п.41 предписывает расчет эффективного радиуса теплоснабжения, его «целесообразно вычислять только при возникновении задачи реконструкции (или нового строительства) зоны действия конкретного источника теплоснабжения» («Новости теплоснабжения», №3 (151), 2013 г. В.Н. Папушкин, А.С. Григорьев, А.П. Щербаков, «Задачи перспективных схем теплоснабжения. Изменение зон действия источников тепловой энергии (систем тепло- снабжения)»). Радиус эффективного теплоснабжения для существующей зоны действия рассчитывать бессмысленно, т.к. зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска продукции. Кроме того, для сельских поселений характерны низкие тепловые нагрузки, значительная материальная характеристика сети и единственный источник теплоснабжения, что обуславливает теплоснабжающую организацию согласно п. 15 ПП РФ № 307 подключать новых потребителей, т.к. она не может отказать в присоединении потребителю к существующим тепловым сетям вне зависимости от величины совокупных затрат.

На территории поселения подключение потребителей к централизованной схеме теплоснабжения в 2024-2038 г. не ожидается, в связи с чем в данной работе расчет эффективного радиуса теплоснабжения не производится.

## **ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей**

### **7.1. Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)**

Строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с резервом тепловой мощности, на расчетный срок до 2038 года не планируется.

### **7.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения**

В соответствии с реестром технических условий, выданных теплоснабжающими организациями, на 01.01.2022 года к вводу в эксплуатацию не планируется новых объектов капитального строительства. Строительство и подключение новых объектов к сетям централизованного теплоснабжения планируется в период до 2038 года.

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

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия поставки тепловой энергии от различных источников тепловой энергии, отсутствуют.

### **7.4. Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

Теплоснабжение потребителей сохраняется от существующих систем централизованного теплоснабжения. Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

### **7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

На данный момент дефицит тепловой мощности источников тепловой энергии Граховского района отсутствует.

В целях исключения засоренность отопительных приборов и труб системы отопления Потребителей, необходимо проводить ежегодную гидропневматическую промывку. Поскольку увеличение термического сопротивления уменьшает тепловой поток от теплоносителя к внутренней поверхности радиаторов. В этом случае, для поддержания температуры помещений

в пределах нормативных значений, приходится увеличивать либо расход, либо температуру теплоносителя от источников, что ведет к увеличению расхода топлива.

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

На данном этапе не предусматривается реконструкция тепловых сетей действующих котельных, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

#### **7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Большая часть существующих сетей централизованного теплоснабжения была построена и введена в эксплуатацию не более 50 лет назад. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации менее 50 лет не требуется.

#### **7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций**

Основанием для реконструкции и модернизации элеваторных узлов потребителей тепловой энергии, а также ремонта внутридомовых систем отопления, служит необходимость в замене оборудования установленного при строительстве дома и наладки гидравлического режима функционирования потребителей, сетей и источников теплоснабжения. Капитальный ремонт внутридомовых систем отопления, реконструкция и модернизация элеваторных узлов производится после детального обследования.

## **ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения**

### **8.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

### **8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

На перспективу до 2038 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоисточников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточника за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточника;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельных Граховского района осуществляется по температурным графикам 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

### **8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

### **8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость расчета потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения отсутствует.

#### **8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость оценки целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения отсутствует.

#### **8.6. Предложения по источникам инвестиций**

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе на данном этапе не рассматриваются.

## **ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы**

### **9.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования**

Потребление топлива котельными приведено в таблице 42.







	Центральная, 30	резервное (аварийное)	Уголь, т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-
ТО Староятчинский										
1	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	основное	Природный газ, т.у.т.	39,780	39,780	39,780	39,780	39,780	39,780	39,780
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	основное	Природный газ, т.у.т.	11,366	11,366	11,366	11,366	11,366	11,366	11,366
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

## 9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Норматив создания запасов топлива на котельных рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)» утвержденным приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. № 377.

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для котельных, работающих на мазуте, ННЗТ устанавливается по резервному топливу. Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\text{max}} \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.1)$$

где  $Q_{\text{max}}$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.м}}$  - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

$K$  - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

$T$  - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

**Таблица 43.**

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	2	3
твердое	железнодорожный транспорт	14
	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
	автотранспорт	5

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток;

по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле 2.2.

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\text{max}}^3 \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.2)$$

где  $Q_{\text{max}}^3$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельными) в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.н}}$  - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал;

T - количество суток, сут.

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ):

Таблица 44.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	ННЗТ, тыс. т
ТО Граховский						
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16						
Уголь	н/д	0,159	2,565	0,877	10	0,022
ТО Лолошур-Возжинский						
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а						
Уголь	н/д	0,159	0,443	0,877	10	0,004
ТО Верхнеигринский						
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1						
Уголь	н/д	0,158	0,109	0,877	10	0,001
ТО Порымозаречный						
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30						
Уголь	н/д	0,158	0,278	0,877	10	0,002

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ):

Таблица 45.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	ННЗТ, тыс. т
<b>ТО Граховский</b>						
<b>Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16</b>						
Уголь	н/д	0,159	2,565	0,877	30	0,066
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>						
<b>Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а</b>						
Уголь	н/д	0,159	0,443	0,877	30	0,012
<b>ТО Верхнеигринский</b>						
<b>Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1</b>						
Уголь	н/д	0,158	0,109	0,877	30	0,003
<b>ТО Порымозаречный</b>						
<b>Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30</b>						
Уголь	н/д	0,158	0,278	0,877	30	0,006

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) на контрольную дату планируемого года отопительных (производственно-отопительных) котельных:

Таблица 46.

Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тыс. т	В том числе	
		неснижаемый запас (ННЗТ), тыс. т	эксплуатационный запас (НЭЗТ), тыс. т
<b>ТО Граховский</b>			
<b>Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16</b>			
Уголь	0,088	0,066	0,022
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>			
<b>Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а</b>			
Уголь	0,016	0,012	0,004
<b>ТО Верхнеигринский</b>			
<b>Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1</b>			
Уголь	0,004	0,003	0,001
<b>ТО Порымозаречный</b>			
<b>Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30</b>			
Уголь	0,008	0,006	0,002

**9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива**

Основное и вспомогательное топливо по котельным Граховского района приведены в таблице 26 Тома № 1 Схемы теплоснабжения.

## **ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения**

### **10.1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным от администрации Граховского района сведения о статистике отказов и восстановлений участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения отсутствуют.

Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

### **10.2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным от администрации Граховского района сведения о статистике по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения отсутствуют.

Формы статистического учета по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

### **10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам**

В Граховском районе магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет. Оценку вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам, выполнить невозможно.

### **10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки**

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» качество теплоснабжения — это совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя.

Системы централизованного теплоснабжения Граховского района обеспечивают надежное теплоснабжение потребителей.

При этом существующие особенности (одноконтурные системы теплоснабжения, тупиковые участки и др.) систем централизованного теплоснабжения не позволяют в полной мере обеспечить качественную регулировку теплоносителя.

Вследствие чего, у ряда потребителей наблюдаются отклонения от заявленных договорных параметров теплоносителя. В результате у потребителей не соблюдаются параметры микроклимата помещений, а ресурсоснабжающая организация несет дополнительные издержки.

Также необходимо отметить проблематику по гидравлической разбалансировке систем теплоснабжения.

Избыточная установленная тепловая мощность приводит к дополнительным затратам на их содержание и в конечном итоге - к увеличению отпускных тарифов на тепло.

Надежность теплоснабжения определяется, как способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды. Надежность характеризуется вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности и живучестью системы (СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети»).

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (теплоисточника, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры - наличием резервных тепловых мощностей, резервных перемычек в тепловых сетях и др.

Из всех возможных способов методов повышения надежности систем энергоснабжения в первую очередь должны быть рассмотрены и использованы мероприятия, обеспечивающие сопряженный и мультипликативный эффект экономии энергоресурсов при производстве и транспортировке тепловой энергии. Кроме того, особое внимание необходимо уделить на системы отопления и ограждающие конструкции потребителей. Классическим примерам такого подхода является капитальный ремонт зданий со снижением удельной отопительной тепловой характеристики на 30 - 40%. Помимо экономии топлива на отпуск тепловой энергии это обеспечивает:

- возможность присоединения к существующим тепловым сетям дополнительных абонентов;
- перевод действующих систем отопления реконструируемых зданий на пониженный температурный график без капиталовложений в новые отопительные приборы и трубопроводы;
- повышение теплоаккумулирующей способности зданий, что увеличивает интервал времени на охлаждение помещений и обеспечивает возможность проведения ремонтных работ без снижения температур в помещениях до недопустимых величин ( $\leq 80$  С).

#### **10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии**

По состоянию на 2024 год учёт недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии должным образом не ведётся. Формы статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии, рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

## **ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

### **11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и новое строительство энергоисточников и теплосетевых объектов Граховского района в период 2024-2038 гг оцениваются в 10 166,28 тыс. руб. без учета НДС, в том числе в:

- энергоисточники- 4 036,61 тыс. руб. без учета НДС (0% от суммарных);

- тепловые сети – 6 130,13 тыс. руб. без учета НДС (100%), из них - перевод на закрытую схему теплоснабжения - 0,00 млн. руб., реконструкция, новое строительство и техническое перевооружение теплосетевых объектов – 6 130,13 тыс. руб без учета НДС.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

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

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплоснабжения в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;

- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории поселения предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных (жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения Граховского района предлагается реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующих котельных Граховского муниципального района.

Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источников тепловой энергии приведены в таблице 39.

В целях повышения эффективности работы систем теплоснабжения Граховского района предлагается рассмотреть следующие направления по техническому перевооружению источников тепловой энергии:

- Монтаж контуров рециркуляции котловой воды с установкой насосов рециркуляции в котельных;

- Модернизация котлоагрегатов. На источниках тепловой энергии с низкой подключенной нагрузкой, предлагается замена на котлы меньшей мощностью и более высоким КПД.

- Модернизация горелочных устройств. В рамках данного мероприятия предлагается подбор и замена газовых горелок в соответствии с подключенными тепловыми нагрузками.

- Модернизация систем отвода дымовых газов. В рамках данного мероприятия предлагается осуществить монтаж частотных преобразователей на тягодутьевом оборудовании котлов.

- Модернизация сетевых насосов. Предлагается произвести подбор и настройку насосного оборудования в соответствии с действующими гидравлическими режимами. Расчет действующих гидравлических режимов необходимо произвести в результате составления гидравлической модели систем централизованного теплоснабжения.

- Внедрение автоматических систем учета потребления энергетических ресурсов.

Перечень мероприятий по техническому перевооружению, реконструкции и ремонту источника тепловой энергии Граховского района с разбивкой по годам реализации (этапам) представлен в таблице 47.

Таблица 47.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты инвестиций в 2024, тыс.руб.	Этапы						
			2024	2025	2026	2027	2028	2029 - 2030	2031 - 2033
<b>ТО Новогорский</b>									
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1									
1	Реконструкция котельной	1 010,54	-	1 010,54	-	-	-	-	-
<b>ТО Верхнеигринский</b>									
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1									
1	Реконструкция котельной	3 025,61	-	-	1 350,0	1 675,61	-	-	-
	<b>Итого:</b>	<b>4 036,15</b>	-	<b>1 010,54</b>	<b>1 350,0</b>	<b>1 675,61</b>	-	-	-

Определение капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию участков тепловых сетей и теплосетевых объектов выполнено по данным укрупненных удельных стоимостей реализации строительства данных объектов.

## **11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.**

Схема финансирования строительства подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта (далее – ИП), т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге  $t$  величины накопленного сальдо денежного потока.

При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию.

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

**Чистая прибыль.**

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

**Амортизационные отчисления.**

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство.

Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении.

Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством.

Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования.

Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

### **Внешние (привлеченные) источники денежных средств:**

Эмиссия обыкновенных акций:

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

- этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;
- акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;
- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;
- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;
- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;
- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе, в том числе — международном, и т. д.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большому числу владельцев;
- возможность потери контроля над предприятием;
- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;
- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;
- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

### **Кредитное финансирование:**

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций.

Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств, и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1-t) \times (ROA - r) \times (D/E)$$

где:

DFL – эффект финансового рычага, в процентах;

t – ставка налога на прибыль, в относительной величине;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %;

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

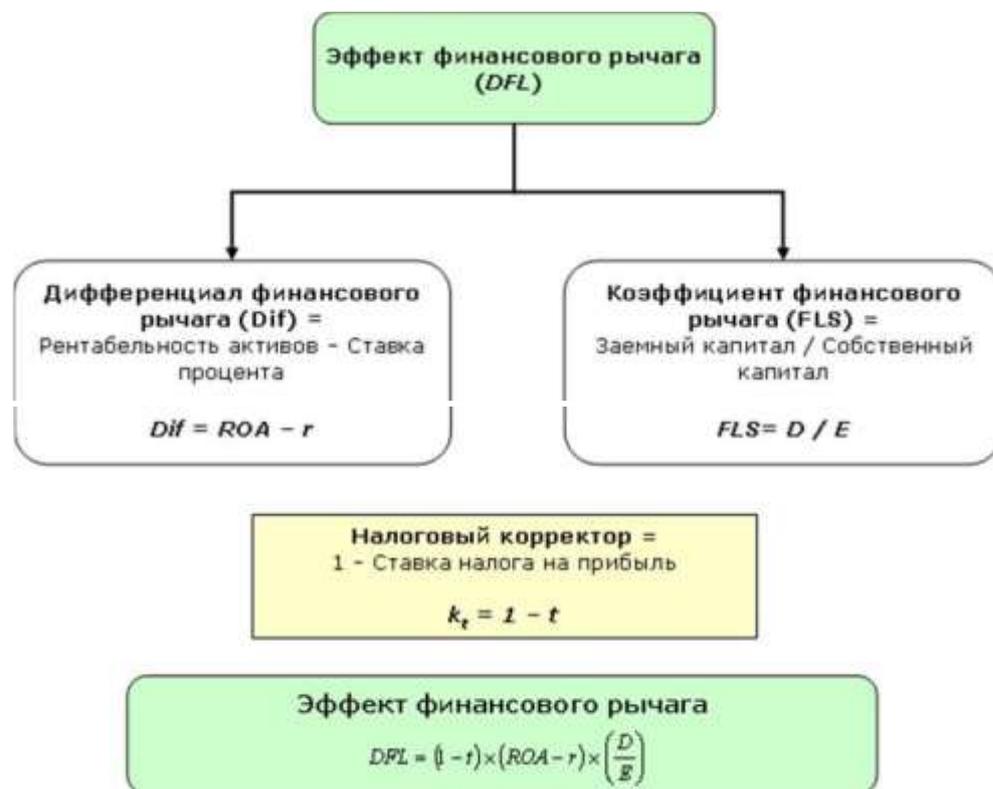
D – заемный капитал;

E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие эффекта финансового рычага представлены на нижеприведенном рисунке 20:



**Рисунок 20.**

Как видно из рисунка, эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент  $(1 - t)$ , который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по ЕВИТ, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где:

$r$  – ставка процента по заемному капиталу, в %;

$ROA$  – рентабельность активов в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E):

$$FLS = D/E$$

Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

Если  $ROA > i$ , то  $ROE > ROA$  и  $\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит,  $i$ . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом  $(ROA - i)$ , так как при увеличении плеча финансового рычага  $(D/E)$  кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск.

Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг.

Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

#### **Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей:**

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования.

RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию.

Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций.

В числе преимуществ метода RAB – стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов.

Основой экономических отношений в сфере ЖКХ на сегодняшний момент является система бюджетного дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и возратить весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию, либо платить меньшую цену за услуги этих компаний.

#### **Выводы по Части 11.2:**

На основании вышеизложенных рассуждений в данной работе выделены три источника финансирования проектов:

- финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- финансирование за счет использования заемных средств;
- финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

### 11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999г. № ВК477).

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-исследовательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента  $t_0 = 0$ , принимаемого за базовый (конец нулевого шага). Длительность расчетного периода проекта – 25 лет.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта.

При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность одновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют.

Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

Необходимо отметить, что для кредитных организаций финансирование ИП в сфере централизованного теплоснабжения достаточно интересно по причине того, что здесь практически исключён риск отсутствия спроса на произведённую продукцию (в данном случае — это тепловая энергия).

Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

– к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

– к оттокам - производственные издержки, налоги.

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени.

Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через  $t_0$ . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта ( $E$ ), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на  $m$ -м шаге осуществляется путем умножения его значения  $f_m$  на коэффициент дисконтирования  $\alpha_m$ , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t_0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i$$

где  $r$  - обычный коэффициент дисконтирования;

$i$  - индекс инфляции.

#### **Показатели эффективности ИП:**

Цель расчёта показателей эффективности ИП: определить условия успешной реализации ИП с учётом интересов всех сторон (население, кредитор, ТСО).

Для расчёта эффективности инвестиций в систему централизованного теплоснабжения использована концепция дисконтирования.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

- Чистый приведенный доход (NPV);
- Дисконтированный срок окупаемости (DPP);
- Внутренняя норма доходности (IRR);
- Индекс рентабельности инвестиций (PI);
- Степень устойчивости проекта.

Чистый приведённый доход (NPV) – это разница между приведенным (дисконтированным) денежным доходом от инвестиционного проекта и единовременными затратами на инвестиции.

Денежные доходы в данном случае понимаются как эффекты от внедряемых мероприятий.

$$(12.1)$$

Где  $n$  – срок жизни проекта;

$NCF_t$  – чистый денежный поток за интервал времени  $t$ ;

$E$  – норма дисконта;

$t$  – номер года;

$IC$  – инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

*Дисконтированный срок окупаемости (DPP)* – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

*Индекс рентабельности инвестиций:*

$$NVP = -IC + \sum_{i=1}^n NCF_i \frac{1}{(1+E)^i}$$

где  $n$  – срок жизни проекта;

$NCF_i$  – чистый денежный поток за интервал времени  $t$ ;

$E$  – норма дисконта;

$i$  – номер года;

$IC$  – инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

*Дисконтированный срок окупаемости (DPP)* – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

$$DPP = \frac{IC}{\sum_{i=1}^n \frac{NCF_i}{(1+E)^i}}$$

*Индекс рентабельности инвестиций:*

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1$$

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированной суммы эффектов равна приведенным инвестициям.

$$IRR = E_1 + \frac{NPVe1}{NPVe1 - NPVe2} \times (E_2 - E_1)$$

где  $E_1$  и  $E_2$  – норма дисконта, при которой NPV больше нуля и меньше нуля, соответственно.

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей.

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке(разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно- монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 20% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС, предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитору), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют +/- 15 % с шагом изменения 5%.

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

### **Общие выводы по ИП:**

1) При экономически обоснованном тарифе в размере 3563,38 руб./Гкал (уровень 2022г.) и применении инвестиционной надбавки к тарифу в размере 500 руб/Гкал дисконтированный срок окупаемости составит около 10 лет.

2) Расчёт показателей эффективности ИП носит предварительный, оценочный характер. Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов.

3) Основной риск для инвестора – это неплатежи со стороны населения. Для уменьшения риска необходимо заключение с населением прямых договоров на услуги теплоснабжения. При повышении уровня оснащённости потребителей узлами учёта тепловой энергии и значительном повышении энергоэффективности потребителей тепловой энергии есть риск снижения полезного отпуска тепловой энергии и необоснованного завышения параметров реконструируемых СЦТ (УТМ котельных, диаметра сетей и т.д.).

4) При реализации проектов по схеме теплоснабжения рекомендуется доленое инвестирование: частные инвестиции и бюджетные средства.

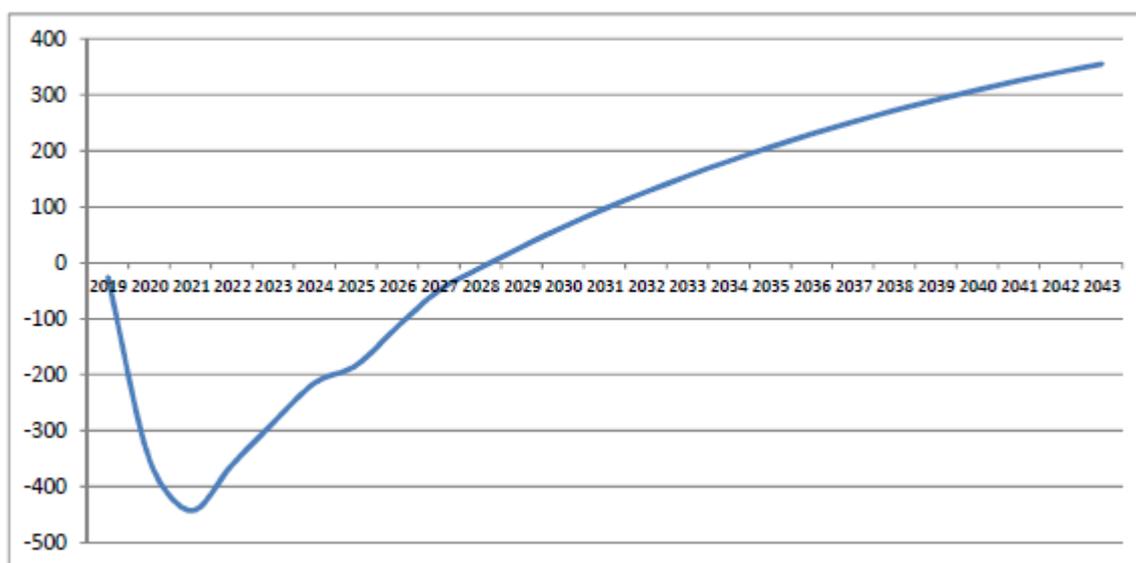


Рисунок 21.

#### **11.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 14.

## **ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования**

### **12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях**

Сведений о количествах прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не предоставлено.

### **12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии**

Сведений о количестве прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не предоставлено.

### **12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии**

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии представлен в таблице 42.

### **12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети**

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлена в таблице 38.

### **12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности**

Коэффициент использования установленной тепловой мощности численно равняется фактической выработки тепловой энергии за определенный период к теоретической выработке при работе без остановок на установленной тепловой мощности.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по каждому источнику теплоснабжения показан в таблице 48.

**Таблица 48.**

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
ТО Граховский			
Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	3,2	0,82	0,26
Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	2,15	0,37	0,17

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	2,17	0,35	0,16
Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	0,69	0,04	0,06
Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	0,05	0,009	0,18
Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	0,03	0,008	0,03
ТО Каменский			
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	0,54	0,025	0,05
Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	0,1	0,025	0,25
ТО Новогорский			
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	0,69	0,16	0,23
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	0,26	0,025	0,09
ТО Лолошур-Возжинский			
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	1,63	0,19	0,12
ТО Верхнеигринский			
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	0,3	0,04	0,13
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	0,28	0,08	0,29
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	0,08	0,02	0,25
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	0,1	0,06	0,6
ТО Порьмозаречный			
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	0,43	0,1	0,23
Котельная №10 д. Порьм, ул. Центральная, 30	0,48	0,1	0,21
ТО Староятчинский			
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	0,28	0,06	0,21

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	0,06	0,06	1

### 12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке представлена в таблице 49.

Таблица 49.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, Гкал/час*м <sup>2</sup>
<b>ТО Граховский</b>				
Котельная №1 ул. Колпакова, 7	2457,23	н/д	0,82	н/д
Котельная №18 Аэродромная, 11	22,76	н/д	0,008	н/д
Котельная №14 ул. Чапаева, 25а	-	н/д	0,009	-
Котельная №2 ул. Ачинцева, 18	151,61	н/д	0,37	н/д
Котельная №3 ул. Пионерская, 16	411,50	н/д	0,35	н/д
Котельная №16 ул. Дорожная, 13	-	н/д	0,04	-
<b>ТО Каменский</b>				
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	-	н/д	0,025	-
Котельная №4 СДК, д. Каменное, ул. Советская, 1Г	-	н/д	0,025	-
<b>ТО Новогорский</b>				
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	532,73	н/д	0,16	н/д
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	51,77	н/д	0,07	н/д
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>				

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, Гкал/час*м <sup>2</sup>
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. Спортивная, 2а	100,89	н/д	0,19	н/д
<b>ТО Верхнетгринский</b>				
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	-	н/д	0,04	-
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майорова, 3а	84,13	н/д	0,08	н/д
Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	н/д	н/д	0,02	н/д
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	-	н/д	0,06	н/д
<b>ТО Порымозаречный</b>				
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	255,22	н/д	0,1	н/д
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	353,48	н/д	0,1	н/д
<b>ТО Староятчинский</b>				
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская,	32,48	н/д	0,06	н/д
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	26,1	н/д	0,06	н/д

### **12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии**

Сведений о количестве приборов учета тепловой энергии у потребителей Граховского муниципального района нет. Приборы учета тепловой энергии установлены у следующих потребителей: МКД - с. Грахово Береговая д.16а. Береговая д.32, Колпакова д.1; все школы и детские сады, кроме д/с д. Каменное и ДДТ с. Грахово.

## 12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения) представлен в таблице 50.

**Таблица 50.**

Наименование источника	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).
<b>ТО Граховский</b>	
Котельная №1 ул. Колпакова, 7	25
Котельная №18 Аэродромная, 11	25
Котельная №14 ул. Чапаева, 25а	25
Котельная №2 ул. Ачинцева, 18	25
Котельная №3 ул. Пионерская, 16	25
Котельная №16 ул. Дорожная, 13	25
<b>ТО Каменский</b>	
Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	25
Котельная №4 СДК, д. Каменное, ул. Советская, 1Г	25
<b>ТО Новогорский</b>	
Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	25
Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	25
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>	
Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	25
<b>ТО Верхнеигринский</b>	
Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	25
Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майорова, 3а	25
Котельная №1 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	25
Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	25
<b>ТО Порымозаречный</b>	
Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	25
Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	25
<b>ТО Староятчинский</b>	
Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	25
Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	25

**12.9. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения)**

Сведений о реконструированных сетях за 2023 год не предоставлено.

**12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения)**

Сведений о реконструкции основного оборудования за 2023 год не предоставлено.

## ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия

### 13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Реализация проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению Граховского района направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию выполнен для следующих условий и допущений:

- экономически обоснованный тариф (уровень 2024г) – 4027,67 руб./Гкал;
- инвестиционная надбавка к тарифу – 500 руб./Гкал применяется до расчётного момента окупаемости проектов.
- после возврата инвестиций 50% от стоимости экономического эффекта полученного за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов остаются у инвестора.
- совокупный срок окупаемости проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения.

Динамика тарифа на тепловую энергию составляет около 10 лет

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице. На рисунке 22 наглядно отражена динамика тарифа.

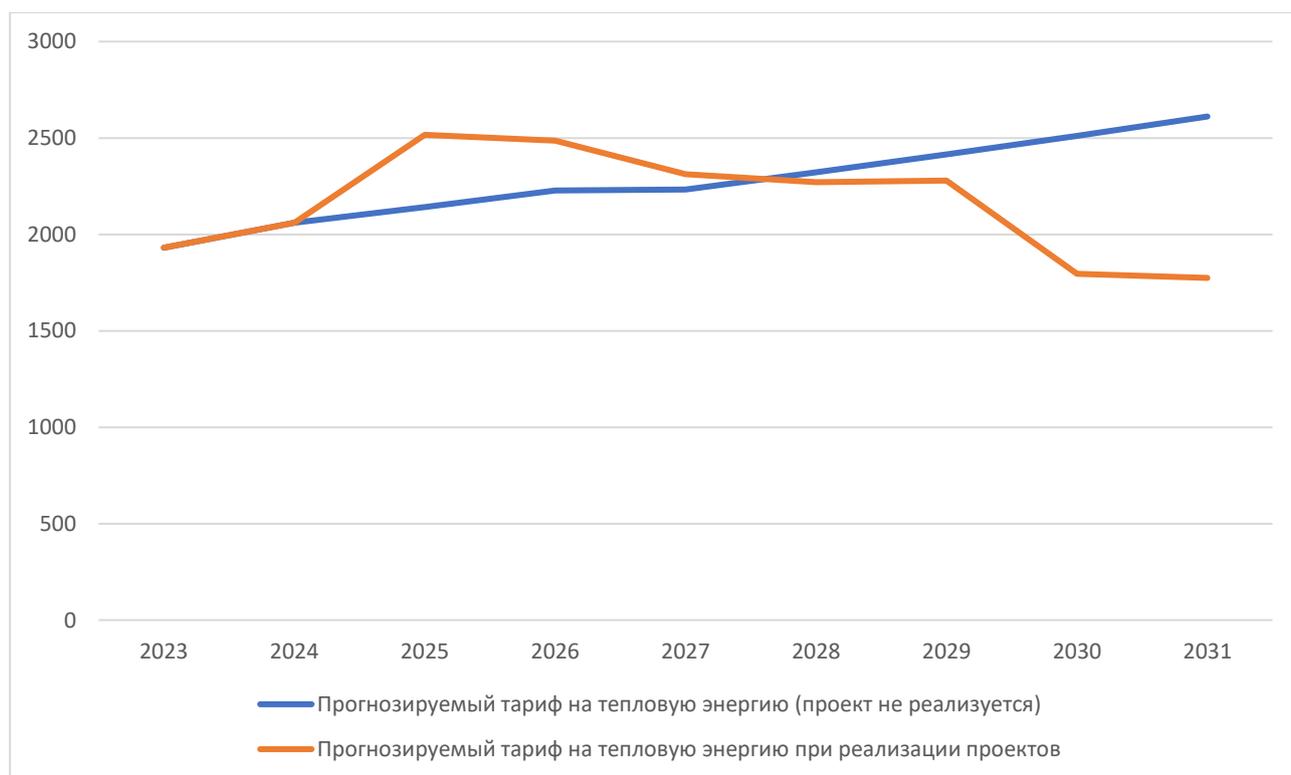


Рисунок 22.

### 13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Таблица 51.

Наименование	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2038
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию (проект не реализуется)	руб./Гкал	4027,67	3847,55	4226,37	4174,93	4550,32	4923,45	5327,16	5763,99	6232,64
Инвестиционная надбавка к тарифу	руб./Гкал	0	0	500	500	500	500	500	0	0
Снижение удельных затрат (постоянных и переменных издержек) на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов	руб./Гкал	0	0	126	242	420	551	635	715	837
Величина снижения тарифа за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов с учётом понижающего коэффициента 0,5 (часть достигнутого экономического эффекта должна остаться у инвестора).	руб./Гкал	0	0	0	0	0	51	135	715	837
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию при реализации проектов	руб./Гкал	4027,67	3847,55	4600,37	4432,93	4630,32	4872,45	5192,16	5763,99	6232,64

### **13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей**

Если инвестиционные проекты не будут реализованы, если не будет комплексной модернизации схемы теплоснабжения муниципального района, то через 8-9 лет экономически обоснованный тариф превысит уровень тарифа, формируемого с учётом инвестиционной надбавки. И с каждым годом эта негативная тенденция будет только усиливаться.

## ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций

### 14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования

Реестр единых теплоснабжающих организаций представлен в таблице 52.

Таблица 52.

№ п/п	Наименование источника	Организация, владеющая на праве собственности или ином законном основании источником теплоснабжения
<b>ТО Граховский</b>		
1	Котельная №1 с. Грахово ул. Колпакова, 7	МУП «Жилкоммунсервис»
2	Котельная №2 с. Грахово ул. Ачинцева, 18	
3	Котельная №3 с. Грахово ул. Пионерская, 16	
4	Котельная №16 с. Грахово ул. Дорожная, 13	
5	Котельная №14 с. Грахово ул. Чапаева, 25а	
6	Котельная №18 с. Грахово ул. Аэродромная, 11	
<b>ТО Каменский</b>		
7	Котельная №17 д. Каменное, ул. Советская, 2	МУП «Жилкоммунсервис»
8	Котельная №4 СДК д. Каменное, ул. Советская, 1Г	
<b>ТО Новогорский</b>		
9	Котельная №6 с. Новогорское, ул. Школьная, 16	МУП «Жилкоммунсервис»
10	Котельная №13 д. Мари-Возжай, ул. Юбилейная, 1	
<b>ТО Лолошур-Возжинский</b>		
11	Котельная №7 д. Лолошур-Возжи, ул. ул. Спортивная, 2а	МУП «Жилкоммунсервис»
<b>ТО Верхнеигринский</b>		
12	Котельная №8 с. Верхняя Игра, ул. 10-й Пятилетки, 1	МУП «Жилкоммунсервис»
13	Котельная №11 с. Верхняя Игра, ул. Д. Майрова, 3а	
14	Котельная №15 здание ЦСО в трехстах метрах от с. Верхняя Игра, ООО "Белкамнефть"	
15	Котельная №5 д. Старая Игра, ул. Удмуртская, 61	
<b>ТО Порымозаречный</b>		
16	Котельная №9 с. Заречный, ул. Центральная, 4а	МУП «Жилкоммунсервис»
17	Котельная №10 д. Порым, ул. Центральная, 30	
<b>ТО Староятчинский</b>		
18	Котельная №12 д. Старые Ятчи, ул. Староятчинская, 32а	МУП «Жилкоммунсервис»
19	Котельная №19 д. Старые Ятчи, ул. Молодежная, 7	

#### **14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации**

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации предоставлен в таблице 52.

#### **14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией**

Решение об определении единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО) базируется на требованиях следующих законодательных и нормативных актов:

- 1) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
- 2) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к Схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- 3) Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации») (далее - Постановление).

Необходимость разработки предложений по определению ЕТО в составе Схемы теплоснабжения муниципальное образование Граховский п.49 требований к Схемам теплоснабжения, утвержденных вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Основные функции и задачи ЕТО определены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

В соответствии с вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 (раздел Пп. 12) ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной Схеме теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со Схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергией с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Для осуществления своей деятельности, а также других технологически связанных с ними теплогенерирующих и теплосетевых предприятий, ЕТО получают оплату от потребителей за тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель по действующим тарифам или по ценам, определенным по соглашению сторон в случаях, установленных законом № 190-ФЗ (п. 2, ст. 23.4).

#### **14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не предоставлены.

#### **14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

В настоящее время теплоснабжение Граховского района осуществляют организации, представленные в таблице 52.

Отпуск тепловой энергии от источников тепловой энергии Граховского муниципального района осуществляется качественно-количественным регулированием по отопительным графикам.

Эксплуатационные зоны системы теплоснабжения определяются теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, обслуживающими эти зоны. В настоящее время на территории Граховского муниципального района снабжением потребителей тепловой энергией занимаются организации, представленные в таблице 52.

Характеристика источников тепловой энергии представлена в таблице 2.

## **ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения**

### **15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии**

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии Граховского района в период с 2024 по 2038 годы представлены в таблице 47.

### **15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них**

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей Граховского района в период с 2024 по 2038 годы представлены в таблице 47.

### **15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения**

Согласно предоставленным данным администрацией Граховского района, централизованное снабжение потребителей горячей водой не предусмотрено.

## **ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения**

### **16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения**

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

### **16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения**

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

### **16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

**ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной  
и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

**17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную  
схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия  
из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период,  
прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения**

Данных не предоставлено.

***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ  
ГРАХОВСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ  
РЕСПУБЛИКИ»***

***НА ПЕРИОД С 2024 ДО 2038 ГОДА***

Том № 2.

«Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения  
Муниципальноо образования «Муниципальный округ  
Граховский район Удмуртской Республики»

**Разработчик:**

**ООО «СтройРеконструкция»**

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор Головина Е.В.** \_\_\_\_\_

**УТВЕРЖДЕНО**

**Глава МО «Муниципальный округ Граховский район УР»**

**Белов В.И.** \_\_\_\_\_