



Городской округ Фрязино Московской области

Утверждена
Распоряжением Министерства
энергетики Московской области
от «__» _____ 202_ г. № ____

**Схема теплоснабжения
городского округа Фрязино Московской области
на период с 2024 до 2043 года**

Том 1. Обосновывающие материалы (книга 1)

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 г. № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Глава городского округа Фрязино



Д.Р. Воробьев

(подпись, печать)

Разработчик: ООО «Центр теплоэнергосбережений».

Юр. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

Факт. адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 19/1, офис 521

Генеральный директор
ООО «ЦТЭС»



А.Х. Регинский

(подпись, печать)

Москва
2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
Книга 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"	15
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	15
1.1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления	15
1.1.2 Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащим этим лицам	16
1.1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	18
1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий разработки схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО	21
Часть 2. Источники тепловой энергии	22
1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	22
1.2.2 Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на каждом источнике тепловой энергии(мощности), включая диоксид серы, окись углерода, оксиды азота, бенз(а)пирен, мазутную золу в пересчете на ванадий, твердые частицы	25
1.2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	26
1.2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности по городскому округу в целом и по каждой системе отдельно.....	26
1.2.5 Затраты тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто в целом и по каждой системе отдельно	26
1.2.6 Срок ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	27
1.2.7 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)	28
1.2.8 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	28
1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии.....	29
1.2.10 Способы учёта тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети	30

1.2.11	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	31
1.2.12	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	31
1.2.13	Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	31
1.2.14	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	31
	Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	32
1.3.1	Структура тепловых сетей	32
1.3.2	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме.....	34
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 надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки	39
1.3.4	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	87
1.3.5	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	87
1.3.6	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	88
1.3.7	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	90
1.3.8	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	95
1.3.9	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет ...	107
1.3.10	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	108
1.3.11	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	109
1.3.12	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	112

1.3.13	Значения утвержденных нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	112
1.3.14	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	113
1.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	114
1.3.16	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	114
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.....	117
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (тепловых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	118
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	119
1.3.20	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	119
1.3.21	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	120
1.3.22	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	121
1.3.23	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	121
	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	122
	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	127
1.5.1	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	127
1.5.2	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	127
1.5.3	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	127
1.5.4	Объем потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	129
1.5.5	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	129
1.5.6	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	132

1.5.7	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	132
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....		133
1.6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	133
1.6.2	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	135
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 к потребителю	135
1.6.4	Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	136
1.6.5	Описание 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 ...	136
1.6.6	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	137
Часть 7. Балансы теплоносителя.....		139
1.7.1	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	139
1.7.2	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	142
1.7.3	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	142
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом		143
1.8.1	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	143

1.8.2	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	143
1.8.3	Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения	144
1.8.4	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.....	144
1.8.5	Описание использования местных видов топлива	148
1.8.6	Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	148
1.8.7	Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе	148
1.8.8	Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа.....	148
1.8.9	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	148
	Часть 9. Надёжность теплоснабжения	149
1.9.1	Категория надежности котельных по отпуску тепловой энергии потребителям.	149
1.9.2	Техническое состояния резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения	153
1.9.3	Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей	153
1.9.4	Частота отключения потребителей	153
1.9.5	Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	153
1.9.6	Определение возможных сценариев возникновения и развития аварий, конкретизации технических средств и действий производственного персонала и спецподразделений по локализации аварий.....	153
1.9.7	Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения	155
1.9.8	Результат анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении	155
1.9.9	Результат анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	156
1.9.10	Обеспеченность бесперебойного удовлетворенности потребностей населения при ликвидации аварийной ситуации с учетом групп потребителей	156
1.9.11	Описание изменений в надежности теплоснабжения 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.....	157
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	158
1.10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	158
1.10.2 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 и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	166
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	167
1.11.1 Динамика утвержденных 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-х лет.....	167
1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	167
1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	171
1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	172
1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	173
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	174
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества и надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	174
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	175
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	177
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	177
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	177

1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, произошедших в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	178
---	-----

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино	16
Рисунок 1.2 – Зоны эксплуатационной ответственности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» на территории г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения	20
Рисунок 1.3 – Общий вид на карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	35
Рисунок 1.4 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №11	36
Рисунок 1.5 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии - Котельная №7, Котельная №13	37
Рисунок 1.6 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №14	38
Рисунок 1.7 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №15	39
Рисунок 1.8 – Температурный график от Котельной №11	91
Рисунок 1.9 – Температурный график от Котельной №13	92
Рисунок 1.10 – Температурный график от Котельной №14	93
Рисунок 1.11 – Температурный график от Котельной №15	94
Рисунок 1.12 – Температурный график от Котельной №7	95
Рисунок 1.13 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10	97
Рисунок 1.14 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10	98
Рисунок 1.15 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33	99
Рисунок 1.16 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33	100
Рисунок 1.17 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7)	101
Рисунок 1.18 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7).....	102
Рисунок 1.19 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15	103
Рисунок 1.20 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15	104
Рисунок 1.21 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47	105
Рисунок 1.22 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47	106
Рисунок 1.23 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением отопления.....	116
Рисунок 1.24 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением отопления.....	116
Рисунок 1.25 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением отопления.....	116
Рисунок 1.26 – Схема ЦТП с подогревателем ГВС	116

Рисунок 1.27 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино	122
Рисунок 1.28 - Зона действия Котельной №11	123
Рисунок 1.29 – Зона действия Котельной №13	124
Рисунок 1.30 – Зона действия Котельной №14	124
Рисунок 1.31 – Зона действия Котельной №15	125
Рисунок 1.32 – Зона действия Котельной №7	126
Рисунок 1.33 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ, стр. 1 из 2)	130
Рисунок 1.34 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ, стр. 2 из 2)	131
Рисунок 1.35 – Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению	132
Рисунок 1.36 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года	146
Рисунок 1.37 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года	147
Рисунок 1.38 – Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток	155

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения.....	17
Таблица 1.2 – Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г.....	17
Таблица 1.3 – Сведения по нецентрализованным источникам тепловой энергии на территории г.о. Фрязино.....	19
Таблица 1.4 – Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино	24
Таблица 1.5 – Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино	24
Таблица 1.6 – Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2023 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	25
Таблица 1.7 – Параметры установленной, располагаемой и ограничения тепловой мощности источников тепла	26
Таблица 1.8 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.....	26
Таблица 1.9 – Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды	27
Таблица 1.10 – Срок ввода в эксплуатацию котельного оборудования источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	27
Таблица 1.11 – Утвержденные температурные графики	29
Таблица 1.12 – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии.....	29
Таблица 1.13 - Приборы учета тепловой энергии.....	31
Таблица 1.14 – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии	33
Таблица 1.15 – Характеристики тепловых сетей	41
Таблица 1.16 – Протяженность трубопроводов от Котельной №11 по диаметру теплосети.....	84
Таблица 1.17 – Протяженность трубопроводов от Котельной №13 по диаметру теплосети.....	85
Таблица 1.18 – Протяженность трубопроводов от Котельной №14 по диаметру теплосети.....	85
Таблица 1.19 – Протяженность трубопроводов от Котельной №15 по диаметру теплосети.....	85
Таблица 1.20 – Характеристики тепловых сетей	107
Таблица 1.21 – Статистика инцидентов, произошедших на тепловых сетях АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	108
Таблица 1.22 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии.....	108
Таблица 1.23 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях	109
Таблица 1.24 – Среднее время восстановления	109
Таблица 1.25 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии	113
Таблица 1.26 – Фактические тепловые потери в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	114
Таблица 1.27 – Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии.....	117
Таблица 1.28 – Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино	121
Таблица 1.29 – Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	127
Таблица 1.30 – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2023 год.....	127
Таблица 1.31 – Объем потребления тепловой энергии по элементам территориального деления городского округа Фрязино	129
Таблица 1.32 – Тепловой баланс мощности теплоисточников г.о. Фрязино	134

Таблица 1.33 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии.....	135
Таблица 1.34 – Возможность расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	137
Таблица 1.35 – Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2022 год и 2023 год.....	138
Таблица 1.36 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети.....	141
Таблица 1.37 – виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа.....	143
Таблица 1.38 – Количество основного топлива, потребленного на источниках тепловой энергии.....	143
Таблица 1.39 – Длительность периода формирования объема ННЗТ.....	144
Таблица 1.40 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива.....	144
Таблица 1.41 – Показатели надежности системы теплоснабжения г.о. Фрязино.....	152
Таблица 1.42 - Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	163
Таблица 1.43 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения.....	167
Таблица 1.44 - Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию.....	168
Таблица 1.45 - Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2024 год.....	171

Введение

Общие положения разработки схемы теплоснабжения

Работа «Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2024 до 2043 года (Актуализация на 2025 год)» – документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития и повышения энергетической эффективности.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства городского поселения. Разработка (актуализация) схем теплоснабжения представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Целью разработки (актуализации) схем теплоснабжения является:

- Улучшение качества жизни и охраны здоровья населения путём обеспечения бесперебойного и качественного теплоснабжения.
- Повышение энергетической эффективности систем теплоснабжения путём оптимизации процессов производства, транспорта и распределения в системах генерации и транспорта тепловой энергии.
- Снижение негативного воздействия на окружающую среду.
- Повышение доступности централизованного теплоснабжения для потребителей за счёт повышения эффективности деятельности организаций, осуществляющих производство, транспорт и распределение тепловой энергии.
- Обеспечение развития централизованных систем теплоснабжения путём развития эффективных форм управления этими системами, привлечения инвестиций и развития кадрового потенциала организаций, осуществляющих производство, транспорт и сбыт тепловой энергии и теплоносителя.

Актуализация схемы теплоснабжения городского округа проводится на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей с учетом перспективного развития на срок до 2043 года. При актуализации схемы теплоснабжения г.о. Фрязино, так же использовались результаты проведенных на объектах теплоснабжения энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения г.о. Фрязино на период до 2043 года является:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».
- Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».
- 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 энерге-

тической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений».
- Закон Московской области от 24.07.2014 № 106/2014-ОЗ «О перераспределении полномочий между органами местного самоуправления и органами государственной власти Московской области».
- Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 09.01.2018 № 10 «Об утверждении требований к описанию и отображению в документах территориального планирования объектов федерального значения, объектов регионального значения, объектов местного значения и о признании утратившим силу Приказа Минэкономразвития России 07.12.2016 № 793.
- Генеральный план городского округа Фрязино, утверждённый Решением Совета депутатов городского округа Фрязино № 413/71 от 12.12.2023 г. «О внесении изменений в генеральный план городского округа Фрязино Московской области».
- Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2022 по 2035 года, утверждённая Распоряжением Министерства энергетики Московской области от 24.08.2023 № 109-Р.

Техническая база

Технической базой для разработки схемы теплоснабжения г.о. Фрязино являются:

- Генеральный план г.о. Фрязино;
- Проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям;
- Эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- Материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- Конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- Данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, электроэнергии и воды;
- Документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), данные потребления на собственные нужды, потерям ТЭР и т.д.);
- Статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Книга 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления

Муниципальное образование - городской округ Фрязино (далее – г.о. Фрязино), расположено на северо-востоке Московской области, в 25 км от Москвы.

Внешние связи г.о. Фрязино осуществляются по территориальной автодороге первого класса - Фряновскому шоссе в направлении юго-запад – северо-восток и по железнодорожной ветке Мытищи – Болшево – Фрязино Ярославского направления Московской железной дороги.

Статусом городского округа муниципальное образование "город Фрязино Московской области" было наделено в 2005 году. Согласно закона Московской области от 09.02.2005 года, №38/2005 – ОЗ «О статусе и границах городского округа Фрязино», в границу округа Фрязино входят – город Фрязино и деревня Чижово. Г.о. Фрязино со всех сторон окружён территорией г.о. Щёлково.

Административным центром г.о. является г. Фрязино.

Город Фрязино расположен по обеим сторонам небольшой речки Любосеевки на месте старинных деревень Фрязино и Чижово.

Территория г.о. Фрязино делится на планировочные районы. Границы планировочных районов отображены на рисунке ниже:

Численность населения г.о. Фрязино составляет 58 677 чел, в том числе: г. Фрязино – 58 661 чел., д. Чижово – 16 чел.

Внешние связи г.о. Фрязино осуществляются по территориальной автодороге первого класса - Фряновскому шоссе в направлении юго-запад – северо-восток и по железнодорожной ветке Мытищи – Болшево – Фрязино Ярославского направления Московской железной дороги.

Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино приведена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино

1.1.2 Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащим этим лицам

В административных границах г.о. Фрязино деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляет АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является единой теплоснабжающей организацией г.о. Фрязино Московской области на основании Постановления Главы г.о. Фрязино №549 от 12.08.2022г.

Деятельность Предприятия состоит в производстве и передаче тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения зданий жилищного фонда, социально-общественных и бытовых зданий г.о. Фрязино. Основная задача АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» - надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является собственником имущественного комплекса котельных, тепловых пунктов и инженерных сетей, обеспечивающего теплоснабжение г.о. Фрязино.

Для обеспечения эксплуатации и ремонта теплоэнергетического оборудования, техники и механизмов, наладки и контроля над режимами функционирования тепловой сети на предприятии созданы специальные службы и структурные подразделения.

Перечень теплоснабжающих организаций г.о. Фрязино представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Вид деятельности
1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	141195, г. Фрязино, ул. Полевая, д. 11а	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)

В организационную структуру АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» входят 6 котельных и одна котельная (Котельная №7) эксплуатируется по договору обслуживания, из которых в 2-х отсутствуют тепловые сети, 14 центральных тепловых пунктов (ЦТП) и 2 индивидуальных тепловых пункта (ИТП). Суммарная тепловая производительность 5-ти котельных с наружными тепловыми сетями составляет 161,272 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка – 157,955 Гкал/ч.

Общая протяженность трубопроводов тепловых сетей от Котельных №№11,13,14,15 в однострубно́м исчислении составляет около 99652 м. Протяженность тепловых сетей от Котельной №7 составляет 414,8 м в однострубно́м исчислении. Суммарная протяженность тепловых сетей в г.о. Фрязино составляет 100066,8 м в однострубно́м исчислении.

Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г. приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г

№ п/п	Наименование теплоисточника	Техническое обслуживание теплоисточника		Техническое обслуживание тепловых сетей	
		Собственник	Эксплуатирующая организация	Собственник	Эксплуатирующая организация
1	Котельная №11	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) КУИЖВ 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
2	Котельная №13	ОАО «ФТЭК»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) КУИЖВ 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
3	Котельная №14	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) КУИЖВ 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
4	Котельная №15	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) КУИЖВ 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
5	Котельная №7	ФГУП «ЖЭУ ИРЭ РАН»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	ФГУП «ЖЭУ ИРЭ РАН»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

1.1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В настоящее время, большая часть застроенной территории г.о. Фрязино охвачена зоной централизованного теплоснабжения. С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла. Снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт тепла. Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района.

Основными потребителями являются: жилая застройка, общественные здания, объекты здравоохранения, культуры и промышленные предприятия. Общественно-деловая застройка также преимущественно подключена к системам централизованного теплоснабжения.

В тоже время теплоснабжение отдельных зданий на территории г.о. Фрязино осуществляется от нецентрализованных источников тепловой энергии.

Организациями, осуществляющими нецентрализованное теплоснабжение потребителей на территории г.о. Фрязино, являются:

1. АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» эксплуатирует 2 источника тепловой энергии (Котельные №№9,10);
2. АО «НПП «Исток» им. Шокина» эксплуатирует 1 источник тепловой энергии;
3. АО «Газпромнефть МЗСМ» эксплуатирует 1 источник тепловой энергии.

Сведения по нецентрализованным источникам тепловой энергии на территории г.о. Фрязино приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сведения по нецентрализованным источникам тепловой энергии на территории г.о. Фрязино

№ п/п	Наименование котельной	Наименование котла	Вид топлива	Год установки (кап. ремонта)	Срок службы, по состоянию на 01.01.2024 г.	Нормативный срок службы, лет	Температурный график работы котельной, оС	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		Удельный расход условного топлива, кг у.т. /Гкал	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов
АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»													
1	Котельная №9	«Турботерм-400»	газ	2001	23	16	95/70	0,344	0,688	155,514	Натрий-катионит. Фильтр SF-6М	Электронно-электрическая с микропроцессорным управлением	нет
		«Турботерм-400»	газ	2001	23	16		0,344				нет	
2	Котельная №10	Viessmann Paromat-Simplex 225	газ	2000	24	16	95/70	0,194	0,388	155,8	Натрий-катионит. Фильтр SF-4М	Электронно-электрическая с микропроцессорным управлением	нет
		Viessmann Paromat-Simplex 225	газ	2000	24	16		0,194				Decamatik	нет
АО «НПП «Исток» им. Шокина»													
1	Котельная АО «НПП «Исток» им. Шокина»	КВГМ-50	газ	1982	42	16	130/70	50	160	147,7	-	-	-
		КВГМ-50	газ	1982	42	16		50			-	-	-
		КВГМ-50	газ	1982	42	16		50			-	-	-
		КВГМ-10	газ	1982	42	16		10			-	-	-
АО «Газпромнефть МЗСМ»													
1	Котельная АО «Газпромнефть МЗСМ»	REX-400	газ	2012	12	16	95/70	3,44	6,9	133,5	-	-	-
		REX-400	газ	2012	12	16		3,44			-	-	-
		SIXEN-2000	газ	2012	12	16		0,01			-	-	-
		SIXEN-2000	газ	2012	12	16		0,01			-	-	-

На территории городского округа в зоне эксплуатационной ответственности предприятия АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» находятся 5 источников централизованного теплоснабжения – котельные № 7,11,13,14,15 и 2 источника нецентрализованного теплоснабжения – котельные №9,10. Распределение тепловых потоков от источников до потребителей осуществляется по тепловым сетям, теплоносителем в которых служит горячая вода. Перекрычку имеют тепловые сети между котельными: №13 и №14; №14 и №15. Перекрычки при обычном режиме работы системы теплоснабжения перекрыты.

Тепловые сети котельных №№ 7,11, 14 и 15 функционируют круглогодично, тепловая сеть котельной №13 – только в отопительном периоде. В летний период потребители с нагрузкой по горячему водоснабжению от котельной №13 переключаются на котельную №14. В связи с чем, участки тепловых сетей от котельной №13 в летний период работают от котельной №14.

Зоны эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения представлены на рисунке 1.2.

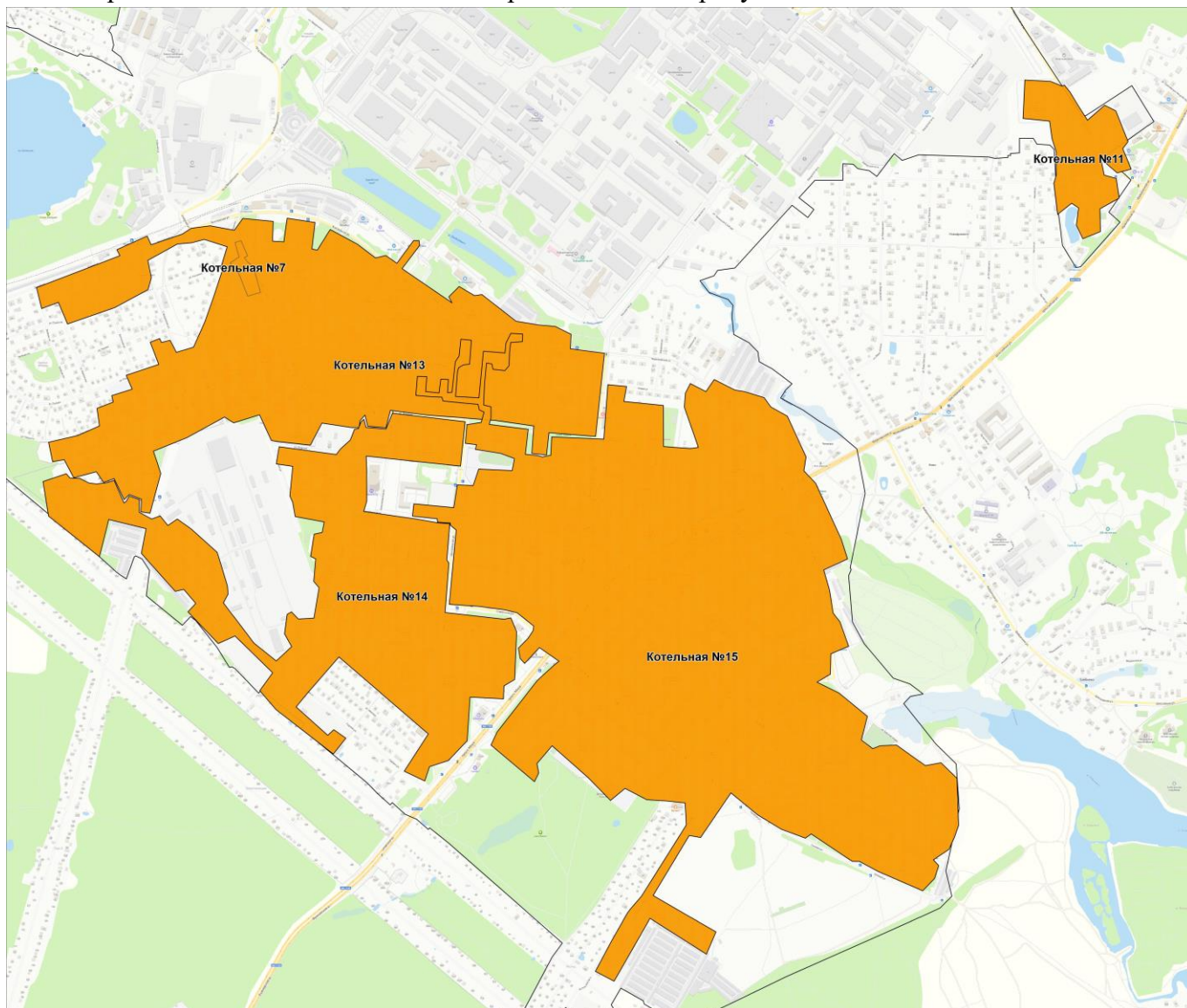


Рисунок 1.2 – Зоны эксплуатационной ответственности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» на территории г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения

1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий разработки схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО

При актуализации Схемы теплоснабжения, в части функциональной структуры теплоснабжения городского округа, изменений не зафиксировано.

Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

В настоящее время на территории г.о. Фрязино, централизованное теплоснабжения, осуществляется от 5 источников тепловой энергии, эксплуатируемых АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»:

1. Котельная №11
2. Котельная №13
3. Котельная №14
4. Котельная №15
5. Котельная №7

Котельная №11 – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме, подключение системы ГВС осуществляется через теплообменник по закрытой схеме. Наружные сети четырехтрубные и двухтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную с высоким давлением до 6 кгс/см², снижение давления до рабочего 0,36 кгс/см² происходит в ГРУ. Режимно-наладочные испытания котла КВ-ГМ- 2,32 -115Н проводились в ноябре 2023 года. Пуско-наладочные испытания 2-х котлов «LOGANO SK 755» были проведены в ноябре 2022 года ООО «ТВЭЛ».

Котельная №13 – водогрейная сезонная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей только в отопительный период. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется только по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками. Наружные сети двухтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную среднего давления до 3 кгс/см², снижение давления до рабочего 200 мм вод.ст. происходит в ГРУ. В декабре 2022 года в котельной проведены режимно-наладочные испытания 3-х котлов ДКВР-10/13 по определению оптимальных тепловых режимов работы котлов, на основании чего составлен технический отчет ООО «Теплофикация». В октябре 2021 года были проведены режимно-наладочные испытания котла ДКВР-10/13 №4 и составлен отчет ООО «Теплофикация».

Котельная №14 – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками и ЦТП №17, а также по открытой схеме – непосредственно из тепловых сетей. Наружные сети двухтрубные, после ЦТП №17 четырехтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную среднего давления до 3 кгс/см², снижение давления до рабочего 200 бар (0,408 кгс/см²) происходит в ГРУ. В апреле 2023 года проведены режимно-наладочные испытания котлов и составлены режимные карты.

Котельная №15 – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюд-

жетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками и ЦТП, а также по открытой схеме - непосредственно из тепловых сетей. Наружные сети двухтрубные, после ЦТП четырехтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную с высоким давлением до 6 кгс/см², снижение давления до рабочего 0,35 кгс/см² происходит в ГРУ. Режимная наладка котла ПТВМ -30М №1 была проведена в ноябре 2021 года ООО «РТП», режимная наладка котла ПТВМ-30М №2 проведена в декабре 2023 года, режимная наладка котла ПТВМ-30М №3 проведена в декабре 2021 года ООО «РТП», на основании чего были составлены технические отчеты.

Котельная №7 – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома по адресам: ул. Ленина д.39, ул. Ленина д.45, ул. Ленина д.47.

Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино приведен в таблице 1.4.

Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.4 – Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино

№ п/п	Наименование котельной	Наименование котла	Вид топлива	Год установ-ки (кап. ре-монта)	Срок службы, по состоянию на 01.01.2023 г.	Температурный график работы котельной, оС	Установленная тепловая мощ-ность, Гкал/ч		Удельный рас-ход условного топлива на отпуск, кг у.т. /Гкал	Тип ХВО	Тип автомати-ки регулирова-ния	Тип деаэра-торов
1	Котельная №11	LOGANO SK 755	газ	2022	2	95/70	1,591	5,182	157,50	Натрий-катионит. АКВАФЛОУ DC SP 62006	-	нет
		LOGANO SK 755	газ	2022	2		1,591				-	нет
		KB-ГМ-2,32-115Н	газ	2009	15		2				R93A-PR.S.RU	нет
2	Котельная №13	ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965	59	130 (со срезкой на 115)/70	7,6	30,4	156,28	Натрий-катионит. фильтры	ЭЭАБ	ЦВД-30
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965	59		7,6					
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965	59		7,6					
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965	59		7,6					
3	Котельная №14	Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	10	130 (со срезкой на 115)/70	8,6	34,4	156,32	Натрий-катионит. фильтры	ЭЭАБ	ЦВД-60
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	10		8,6					
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	10		8,6					
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	10		8,6					
4	Котельная №15	ПТВМ-30М	газ	1982	42	130 (со срезкой на 115)/70	30	90	156,03	Натрий-катионит. фильтры	Электронно-электрическая типа "Контур"	ЦВД-100 - 2шт.
		ПТВМ-30М	газ	1982	42		30					
		ПТВМ-30М	газ	1982	42		30					
5	Котельная №7	KB-ГМ-0,75-115Н	газ	-	-	95/70	0,645	1,29	158,43	RN 835	-	-
		KB-ГМ-0,75-115Н	газ	-	-		0,645					

Таблица 1.5 – Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино

№ п/п	Источник тепловой энергии	Описание	Высота ствола	Диаметр устья	Диаметр ствола
1	Котельная №9	Две металлических трубы в кирпичном коробе с креплением к стене здания металлическими хомутами	15,3м	0,3м	0,3м
2	Котельная №10	Две металлические из нержавеющей стали с креплением к стене здания металлическими хомутами	4,0м	0,25м	0,25м
3	Котельная №11	ТРУБА №1-металлическая, установлена на металлической опорной плите, опирающейся на фундамент.	28,4 м	0,63м	0,63м
		ТРУБА №2-металлическая, установлена на металлической опорной плите, опирающейся на фундамент.	21,3м	0,53м	0,53м
4	Котельная №13	Металлическая, основанием служит кирпичный фундамент.	30,0 м	1,5м	1,5м
5	Котельная №14	Металлическая (четырёхствольная) в общем каркасе. Основание железобетонный фундамент.	42,0м	0,92м	0,92м
6	Котельная №15	Кирпичная на железобетонном фундаменте.	60,0м	внутренний -3,0м наружный-4,02м	Цокольная часть-7,0м Верхняя часть-4,02м

1.2.2 Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на каждом источнике тепловой энергии(мощности), включая двуокись серы, окись углерода, оксиды азота, бенз(а)пирен, мазутную золу в пересчете на ванадий, твердые частицы

Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2023 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2023 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ за 2023г.	
		г/с	т/год
Котельная № 11			
	Дымовая труба котельной 0007 - Котельная № 11		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,0794106	0,72144
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0129042	0,117234
337	Углерод оксид	0,117234	2,352223
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,00000009337	0,0000010275
Дымовая труба котельной 0008 – Котельная № 11			
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,0954971	0,429365
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0155183	0,069772
337	Углерод оксид	0,2494792	1,375549
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,00000009527	0,00000052484
Котельная № 13			
	Дымовая труба котельной 0001 - Котельная № 13		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	1,5660881	19,68801
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,2544893	3,199302
337	Углерод оксид	2,9826367	41,899664
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,0000001	0,000001
Котельная № 14			
	Дымовая труба котельной 0009 - Котельная № 14		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5753674	3,8068
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0934972	0,618605
337	Углерод оксид	1,0731611	8,972987
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,000003	0,000022
Дымовая труба котельной 0010 – Котельная № 14			
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5798088	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0942189	0,618606
337	Углерод оксид	1,079646	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,0000029	0,000024
Дымовая труба котельной 0011 – Котельная № 14			
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5925275	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0962857	0,618606
337	Углерод оксид	1,0981472	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,0000027	0,000022
Дымовая труба котельной 0012 – Котельная № 14			
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5756284	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0935396	0,618606
337	Углерод оксид	1,0735426	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,0000028	0,000024
Котельная № 15			
	Дымовая труба котельной 0013 - Котельная № 15		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	10,5952935	137,731206
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	1,7217352	22,38132
337	Углерод оксид	12,7584744	189,101214
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,0001012	0,001488

1.2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом мощности, не реализуемой по техническим причинам. Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования на источниках тепла.

Параметры установленной, располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино, приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Параметры установленной, располагаемой и ограничения тепловой мощности источников тепла

№ п/п	Источник	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч
1	Котельная №11	г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2	5,182	5,169
2	Котельная №13	г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45	30,4	30,47
3	Котельная №14	г. Фрязино, ул. Советская, д. 21	34,4	33,77
4	Котельная №15	г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1	90	98,44
5	Котельная №7	г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39	1,29	1,29

1.2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности по городскому округу в целом и по каждой системе отдельно

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования в котельных.

Ограничения тепловой мощности и параметры и располагаемой тепловой мощности источников тепла приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.

№ п/п	Источник	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности котельной	
					Гкал/ч	%
1	Котельная №11	г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2	5,182	5,169	0,013	0,3
2	Котельная №13	г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45	30,4	30,47	-0,07	-0,2
3	Котельная №14	г. Фрязино, ул. Советская, д. 21	34,4	33,77	0,63	1,8
4	Котельная №15	г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1	90	98,44	-8,44	-9,4
5	Котельная №7	г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39	1,29	1,29	0	0,0

Таким образом, на момент разработки схемы теплоснабжения ряд источников тепловой энергии имеют ограничения установленной тепловой мощности.

Техническое состояние генерирующего оборудования не является критическим. За счёт своевременного проведения ремонтов, должного уровня эксплуатации и обслуживания, организованного в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, оборудование может обеспечивать несение подключённых к источникам нагрузок.

1.2.5 Затраты тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто в целом и по каждой системе отдельно

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведен-

ной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбин и котельных агрегатов, общестанционных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котлотурбинного цеха, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды

№ п/п	Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные и хоз. нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Расход на С.Н., Гкал	Расход на С.Н., %
1	Котельная №11	5,182	5,169	0,065	5,104	237,378	3,05
2	Котельная №13	30,4	30,47	0,26	30,210	549,614	0,65
3	Котельная №14	34,4	33,77	0,274	33,496	901,594	1,04
4	Котельная №15	90	98,44	0,774	97,666	2335,788	0,96
5	Котельная №7	1,29	1,29	0,013	1,277	30,376	1,22

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

Анализ срока ввода котельного оборудования и год последнего освидетельствования на котельных г.о. Фрязино представлен в таблице 1.9. Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Исходя из СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет. Мероприятия по продлению ресурса заключаются в выполнении ежегодных графиков ремонтов основного оборудования.

Таблица 1.10 – Срок ввода в эксплуатацию котельного оборудования источников тепловой энергии г.о. Фрязино

№ п/п	Наименование котельной	Наименование котла	Год установки (кап. ремонта)	Срок службы, по состоянию на 01.01.2024 г.	Нормативный срок службы, лет
1	Котельная №11	LOGANO SK 755	2022	2	16
		LOGANO SK 755	2022	2	16
		КВ-ГМ-2,32-115Н	2009	15	16
2	Котельная №13	ДКВР-10-13-115ГМ	1965	59	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965	59	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965	59	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965	59	24
3	Котельная №14	Термотехник ТТ 100-01	2014	10	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	10	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	10	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	10	16
4	Котельная №15	ПТВМ-30М	1982	42	16
		ПТВМ-30М	1982	42	16
		ПТВМ-30М	1982	42	16
5	Котельная №7	КВ-ГМ-0,75-115Н	-	-	16
		КВ-ГМ-0,75-115Н	-	-	16

Из таблицы видно, что из 16 котлов, находящихся в эксплуатации, на конец базового 2023 года 7 единиц выработали свой нормативный эксплуатационный ресурс.

Высокий уровень износа и низкий коэффициент полезного действия котлов обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования.

ния.

1.2.7 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

В системах централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

1.2.8 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях. Задачей регулирования отпуска теплоты является также и поддержание заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в системах централизованного теплоснабжения принят качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла. Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В г.о. Фрязино для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°C с элеваторным качественным регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС.

Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения. Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +18-20°C.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Утвержденные температурные графики по каждому источнику представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Утвержденные температурные графики

№ п/п	Наименование теплоисточника	Утвержденный температурный график, °C	
		t ₁	t ₂
1	Котельная №11	95	70
2	Котельная №13	115	70
3	Котельная №14	115	70
4	Котельная №15	115	70
5	Котельная №7	95	70

1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии

Среднегодовая загрузка источника тепловой энергии определяется числом часов использования установленной тепловой мощности. Число часов использования установленной тепловой мощности определяется как отношение выработанной источником тепла в течение года тепловой энергии, к установленной тепловой мощности источника.

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии

№ п/п	Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	ЧЧИ установленной тепловой мощности	Число часов работы источника теплоснабжения в год, ч	Степень загрузки источника теплоснабжения, %
1	Котельная №11	5,182	7772,384	1500	8448	17,75
2	Котельная №13	30,4	84021,528	2764	4942	55,93
3	Котельная №14	34,4	86548,751	2516	8448	29,78
4	Котельная №15	90	242561,010	2695	8448	31,90

№ п/п	Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	ЧЧИ установленной тепловой мощности	Число часов работы источника теплоснабжения в год, ч	Степень загрузки источника теплоснабжения, %
5	Котельная №7	1,29	2486,863	1928	8448	22,82

1.2.10 Способы учёта тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети

Учет и регистрация отпуска тепловой энергии от источника тепла и тепловых сетей потребителям организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления;
- контроля над рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления;
- составления и анализа отчетных энергобалансов теплоснабжающих предприятий.

Требования к порядку организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителей, контроля их параметров: массы (объема), температуры и давления, а также общие технические требования к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя, определяются правилами учета тепловой энергии и теплоносителя утвержденные Минтопэнерго РФ 12-09-95 Вк-4936.

Согласно правилам, при организации учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя от источника тепла, в водяные системы теплоснабжения, необходимо:

1. Узлы учета тепловой энергии на источниках теплоты теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), районных тепловых станциях (РТС), котельных и т.п. оборудовать на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

Не допускается организация отборов теплоносителя на собственные нужды источника после узла учета тепловой энергии, отпускаемой в системы теплоснабжения потребителей.

2. На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов определять следующие величины:

- время работы приборов узла учета, отпущенную тепловую энергию, массу (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловую энергию, отпущенную за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

3. Приборы учета, устанавливаемые на обратных трубопроводах магистралей, должны раз-

мещаться до места присоединения подпиточного трубопровода.

Приборы учета тепловой энергии установлены на 3-х источниках теплоснабжения:

Таблица 1.13 - Приборы учета тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Наименование прибора	Количество, ед.
1	Котельная №11	ВКТ-7	2
2	Котельная №14	ВКТ-7	1
3	Котельная №15	ВКТ-7	1

Расчет отпуска в сеть от прочих источников тепловой энергии производится расчетным методом по расходу топлива.

1.2.11 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

По данным, предоставленными АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» за период 2019-2023 года случаи отказа оборудования, установленного на источниках тепловой энергии, приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети – не зафиксировано.

1.2.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии г.о. Фрязино за 2023 год – не выдавались.

1.2.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории г.о. Фрязино отсутствуют.

1.2.14 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии в г.о. Фрязино, не зафиксировано.

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1 Структура тепловых сетей

Все тепловые сети тепловых источников г.о. Фрязино попадают в категорию магистральных и распределительных. Тепловые сети во всех теплосетевых районах имеют все возможные типы прокладки: надземную, подземную бесканальную. Надземная прокладка применяется преимущественно при переходах через естественные преграды. Прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые краны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

Протяженность тепловых сетей г.о. Фрязино от всех котельных составляет порядка 100066,8 м в однотрубном исчислении при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

Сводные данные по структуре тепловых сетей АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тип системы теплоснабжения	Тип теплоно- сителя, его параметры	Объем тепловой сети, м3		Протяженность тепловых сетей (в однетрубном исчислении), м	Материальная характеристика, м2	Удельная мате- риальная харак- теристика, м2/Гкал/ч	Средний (по материальной характеристике) наружный диа- метр, мм	Расчетная присо- единенная нагрузка на кол- лекторах источ- ников тепловой энергии, Гкал/ч (2023)
				отопительный период	лет- ний период					
1	Котельная №11	закрытая	горячая вода, 95-70	41,6	7,6	2946	358	77	134	4,631
2	Котельная №13	закрытая	горячая вода 115-70	582,3	0	20208	3260	84	175	38,622
3	Котельная №14	открытая (27%) закрытая	горячая вода 115-70	416,3	586,3	23357	2989	99	140	30,198
4	Котельная №15	открытая (22%) закрытая	горячая вода 115-70	2071,9	1935,1	53141	9163	104	184	88,005
5	Котельная №7	закрытая	горячая вода, 95-70	2,08	0,46	414,8	34	35	80	0,961

Известно, что универсальным показателем, позволяющим, сравнивать различные системы транспортировки теплоносителя является, удельная материальная характеристика тепловой сети, которая определяется:

$$\mu = M/Q^p_{\text{сумм}}, \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$$

где $Q^p_{\text{сумм}}$ – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, M – материальная характеристика сети, м^2 , равная:

По этому показателю можно оценить эффективность централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного централизованного теплоснабжения. При подвесной теплоизоляции, зоной высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения считается при значении удельной материальной характеристики тепловой сети до $100 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$. Зона предельной эффективности ограничена $200 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$.

При значениях приведенной материальной характеристики, превышающей $200 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$ целесообразно применение индивидуального теплоснабжения. Следует иметь ввиду, что применение в системе теплоснабжения предварительно изолированных труб с ППУ изоляцией, сдвигает зону предельной эффективности до $300 \text{ м}^2/(\text{Гкал/ч})$.

Анализ удельных материальных характеристик, приведенных в таблице 1.20, свидетельствуют о высокой степени загруженности тепловых сетей практически всех котельных.

1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме

Схемы тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии представлены на рисунках 1.3-1.7 и в электронной модели теплоснабжения г.о. Фрязино.

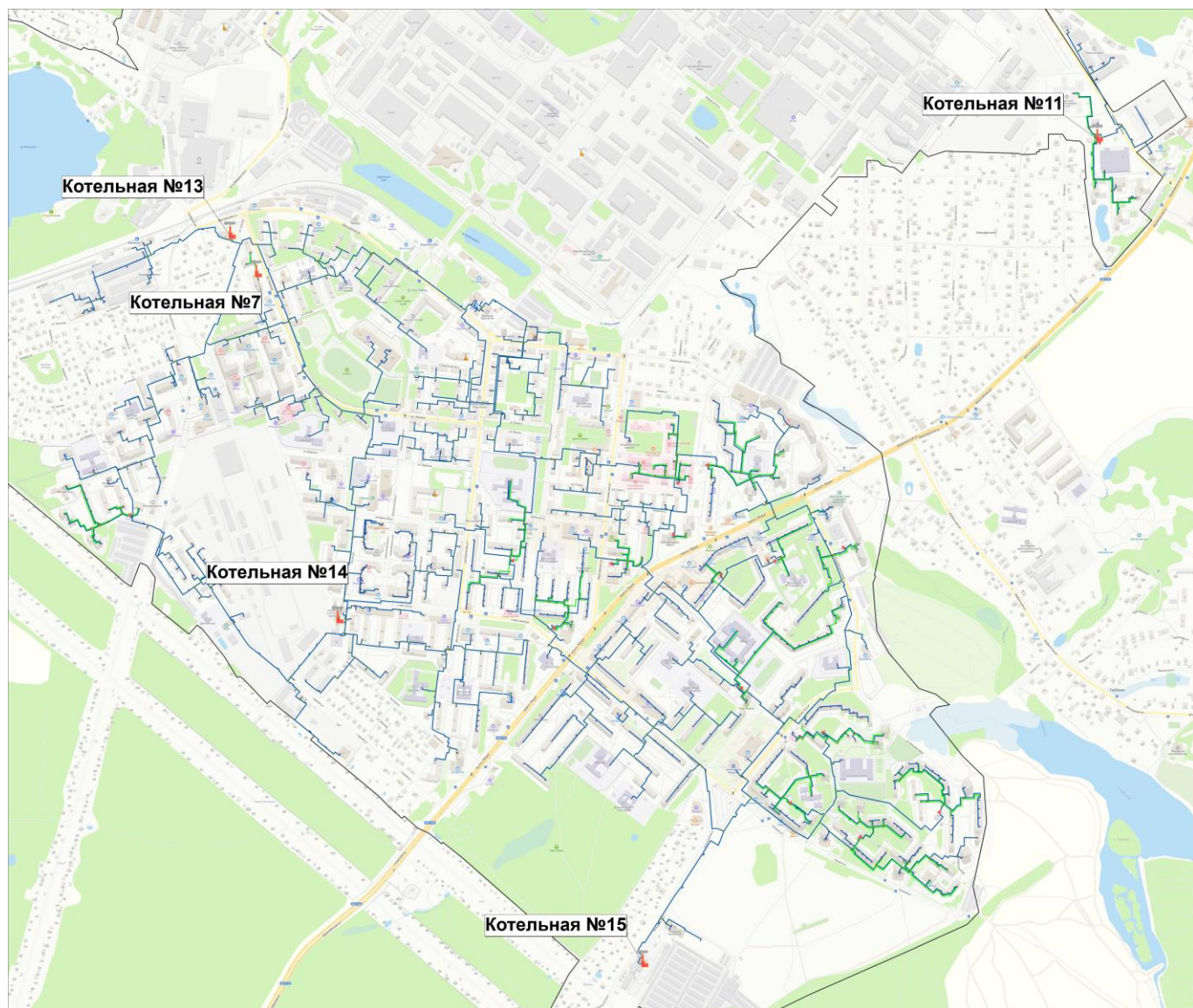


Рисунок 1.3 – Общий вид на карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино



Рисунок 1.4 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №11

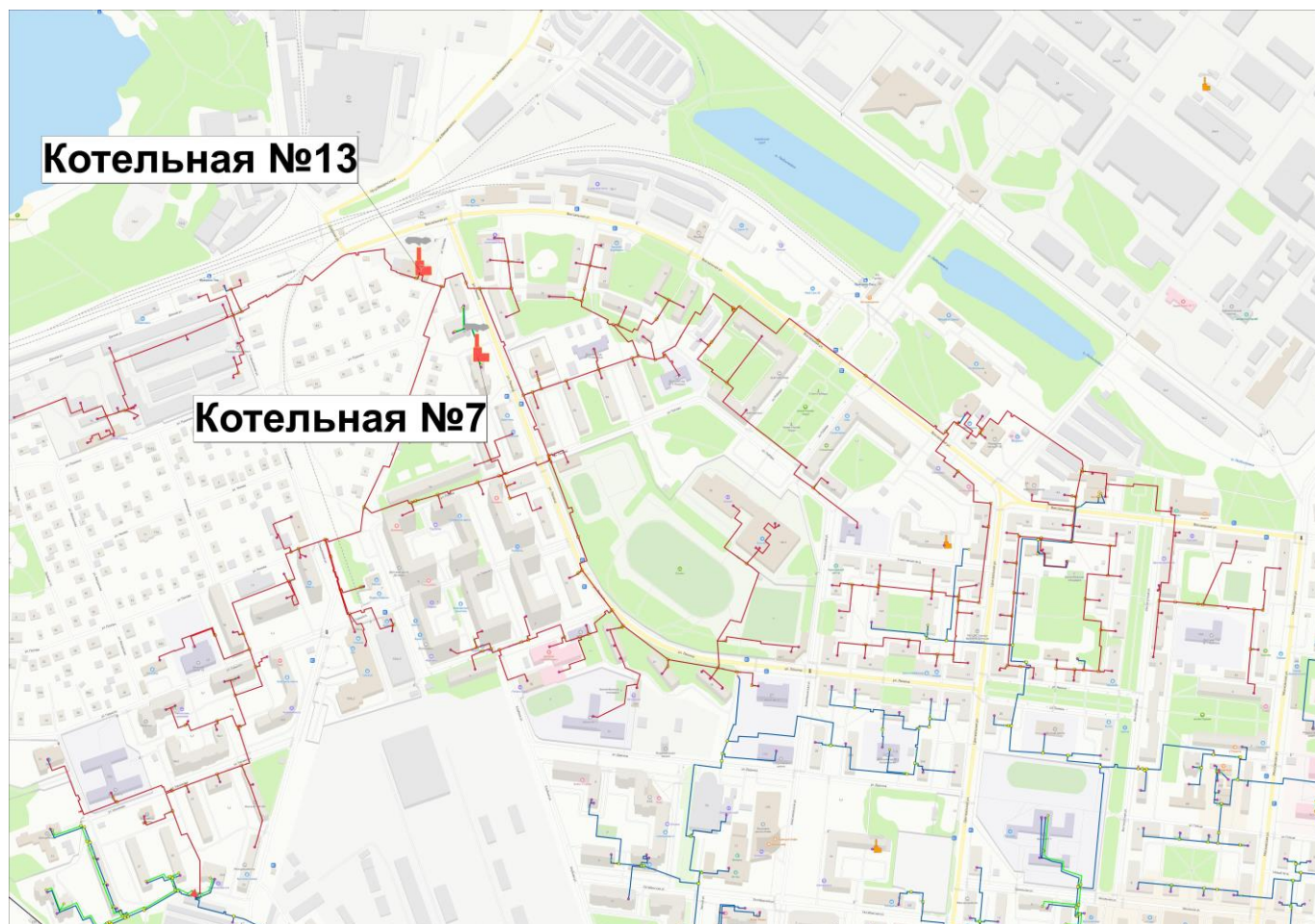


Рисунок 1.5 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии - Котельная №7, Котельная №13



Рисунок 1.6 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №14

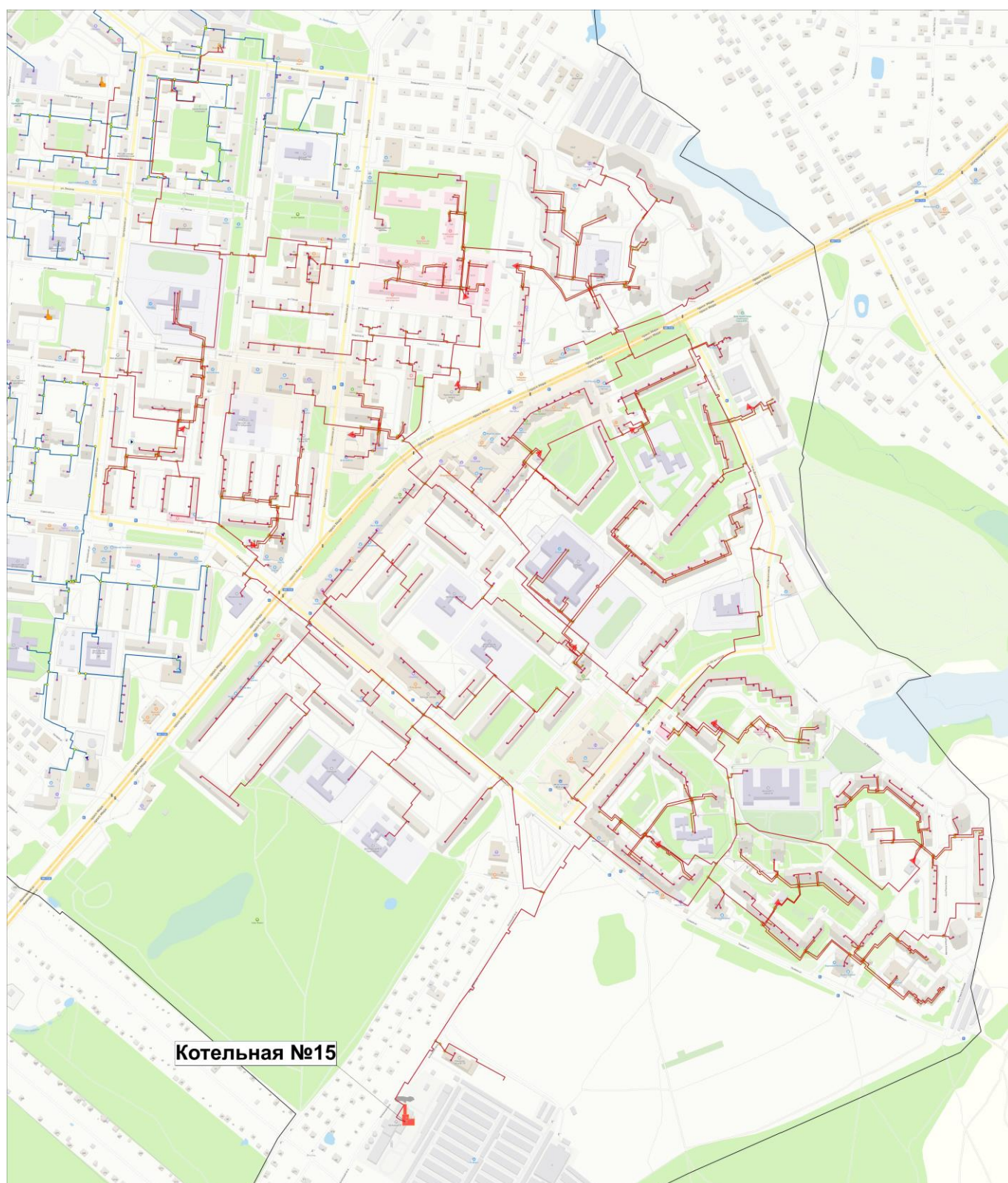


Рисунок 1.7 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №15

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 надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки

Характеристика грунтов на территории г.о. Фрязино в местах прокладки тепловых сетей: инженерно-геологические условия определяются рельефом, геологическим и гидрогеологическим

строением, свойствами грунтов, залегающих в основании сооружений, опасными геологическими процессами.

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения источников тепла представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки. Глубина заложения осей трубопроводов принята равной 0,8-1,6 м.

Компенсация тепловых удлинений трубопроводов тепловых сетей осуществляется П-образными компенсаторами, а также за счет поворотов трасс тепловых сетей. Преобладающим способом прокладки тепловых сетей является подземный способ: в непроходных каналах и бесканальный в ППУ изоляции. Вид тепловой изоляции в непроходных каналах, как правило – подвесная изоляция, материал основного слоя – минеральная вата. Тепловые сети запроектированы, начиная с 1961 года. В настоящее время при строительстве и реконструкции трубопроводов тепловых сетей применяется другой способ прокладки теплопроводов – подземная бесканальная прокладка в пенополиуретановой (ППУ) изоляции с поверхностным слоем из экструдированного полиэтилена, с системой контроля состояния тепловой изоляции.

Гораздо более серьезную опасность и снижение надежности представляет ветхость существующих трубопроводов. Представленная информация о характеристике водяных тепловых сетей теплоснабжающими организациями приводится ниже в таблице 1.15.

Структура тепловых сетей по условному диаметру от каждого источника тепловой энергии представлено в таблицах 1.16 – 1.19.

Таблица 1.15 – Характеристики тепловых сетей

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
1. Котельная №11					
Характеристика водяных тепловых сетей на балансе до ЦТП от котельной 11					
<i>Сети отопления от котельной №11 зимние</i>					
в период с 1959-1990 г. в непроходных каналах и бесканальная					
надземка-Щелк.колледж	100	18,5	мин. вата	канальная	1981
в период с 1959-1990 г. надземная					
надземка-Щелк.колледж	100	5	мин. вата	надземная	1981
в период 1998-2003 год надземная					
УТ-1102-УТ-1104	100	94	мин. вата	надземная	1999
Котельная №11-УТ-1101	150	40	мин. вата	надземная	1999
УТ-1114-УТ-1115	150	53	мин. вата	надземная	2003
пер.диам.200х150-УТ-1114	150	94	мин. вата	надземная	2003
Котельная №11-УТ-1113	200	151	мин. вата	надземная	2003
УТ-1113-УТ-1116	200	35	мин. вата	надземная	2003
УТ-1116-п.д.200х150	200	19	мин. вата	надземная	2003
в период с 2004 год надземная					
УТ-1114-ж/д Окружной пр., 10	80	19	мин. вата	надземная	2004
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	80	34	мин. вата	надземная	2004
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	80	23	мин. вата	надземная	2004
УТ-1103-УТ-1102	100	13	НППУ	надземная	2008
УТ-1101А-оп.,вр. в ф150 ППУ	150	100	мин. вата	надземная	2008
в период с 2004 год бесканальная					
УТ-1105-УТ-1103	100	2	ППУ	бесканальная	2008
УТ-1105-УТ-1107	125	158	ППУ	бесканальная	2008
Оп.,вр. Ф150 ППУ-УТ-1105	150	22	ППУ	бесканальная	2008
УТ-1101-т.А на ГЗУ летная	150	17	ППУ	бесканальная	2020
Оп.,вр. Ф200 ППУ-под. УТ-1117	200	19	ППУ	бесканальная	2015
ИТОГО		916,5			
<i>Сети ГВС от котельной №11 круглогодичные</i>					
в период с 1959-1990 г. в непроходных каналах и бесканальная					
УТ-1116-надземка-Щелк.колледж	20	18,5	мин. вата	канальная	1981
в период с 1959-1990 г. надземная					
УТ-1116-надземка-Щелк.колледж	20	5	мин. вата	надземная	1981
в период 1998-2003 год надземная					
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	80	23	ППУ	надземная	2003
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 10	80	19	ППУ	надземная	2003

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-1114-УТ-1115	80	53	ППУ	надземная	2003
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	80	34	мин. вата	надземная	2003
УТ-1116-УТ-1114	100	116	ППУ	надземная	2003
Котельная №11-УТ-1113	125	151	ППУ	надземная	2003
УТ-1113-УТ-1116	125	35	ППУ	надземная	2003
в период с 2004 год надземная					
кот.№11-УТ-1101А	70	35	ППУ	надземная	2020
1101А-УТ-1101	70	31	ППУ	надземная	2020
в период с 2004 год бесканальная					
кот.№11-т.А на ГЗУ летная	70	17	ППУ	бесканальная	2020
Оп.,вр. Ф100 ППУ-под. УТ-1117	100	19	ППУ	бесканальная	2015
ИТОГО		556,5			
в период с 1959-1990 г. в непроходных каналах и бесканальная					
УТ-1116-надземка-Щелк.колледж	15	18,5	мин. вата	канальная	1981
в период с 1959-1990 г. надземная					
УТ-1116-надземка-Щелк.колледж	15	5	мин. вата	надземная	1981
в период 1998-2003 год надземная					
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	50	23	ППУ	надземная	2003
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 10	50	19	ППУ	надземная	2003
УТ-1114-УТ-1115	50	53	ППУ	надземная	2003
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	50	34	мин. вата	надземная	2003
УТ-1116-УТ-1114	80	116	ППУ	надземная	2003
Котельная №11-УТ-1113	100	151	ППУ	надземная	2003
УТ-1113-УТ-1116	100	35	ППУ	надземная	2003
в период с 2004 год надземная					
кот.№11-УТ-1101А	40	35	ППУ	надземная	2020
1101А-УТ-1101	40	31	ППУ	надземная	2020
в период с 2004 год бесканальная					
кот.№11-т.А на ГЗУ летная	40	17	ППУ	бесканальная	2020
Оп.,вр. Ф80 ППУ-под. УТ-1117	80	19	ППУ	бесканальная	2015
ИТОГО		556,5			
ИТОГО ГВС		1113			
ВСЕГО ПО КОТ. №11 (в 1-но трубном исчислении)		2946			
2. Котельная №13					
<i>Характеристика водяных тепловых сетей на балансе от котельной №13</i>					
<i>Сети отопления от котельной №13 зимние</i>					
в период с 1959-1990 г. в непроходных каналах и бесканальная					
УТ-74-УТ-74А	50	24	мин.вата	канальная	1961

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-115А-приют	50	13	мин.вата	канальная	1970
УТ-121Б-ж/д Центральная, 26	50	5	мин.вата	канальная	1970
УТ-130А-ж/д Ленина, 14	50	4	мин.вата	канальная	1968
УТ-26-здание Ленина,26	50	33	мин.вата	канальная	1967
УТ-126-УТ-127	70	38	мин.вата	канальная	1963
т/с к велобазе	80	39	мин.вата	канальная	1986
Т/с ж/д Попова 8-10	80	20	мин.вата	канальная	1968
УТ-125-УТ-126	100	69	мин.вата	канальная	1963
УТ-126-УТ-126А	100	3	мин.вата	канальная	1963
УТ-122-ж/д Центральная, 27	100	4	мин.вата	канальная	1970
ж/д Вокзальная, 19-т.А	125	100	мин.вата	канальная	1975
Г-обр-к (Вокзальная,19)-УТ-41	150	15	мин.вата	канальная	1965
УТ-41-ж/д Вокзальная, 19	150	29	мин.вата	канальная	1975
т.А-ж/д Вокзальная, 17	150	3	мин.вата	канальная	1975
УТ-115-УТ-115А	150	35	мин.вата	канальная	1970
УТ-115А-УТ-121	150	31	мин.вата	канальная	1970
П-образник-УТ-52А	150	35	мин.вата	канальная	1970
УТ-52А-УТ-93	150	53	мин.вата	канальная	1970
УТ-44-УТ-44А	150	75	мин.вата	канальная	1963
УТ-122-УТ-122А	150	113	мин.вата	канальная	1965
УТ-44А-УТ-46	150	92	мин.вата	канальная	1963
УТ-43-УТ-43Б	200	128	мин.вата	канальная	1965
УТ-43Б-УТ-43А	200	88,5	мин.вата	канальная	1965
УТ-43А- П-обр. в р-не УТ-44	200	120	мин.вата	канальная	1965
П-обр. в р-не пожарки-надз.УТ-47	200	114	мин.вата	канальная	1968
УТ-8-УТ-9	400	29	мин.вата	канальная	1967
в период с 1959-1990 г., проложенных в помещениях					
т/с по велобазе	80	7	мин.вата	в помещении	1986
т/с по Ленина,23	80	58	мин.вата	в помещении	1986
Институтская,10	100	55	мин.вата	в помещении	1970
ж/д Вокзальная, 19	150	35	мин.вата	в помещении	1975
по зданию СТУ	150	29	мин.вата	в помещении	1976
Институтская, 12	150	12	мин.вата	в помещении	1970
Институтская, 12	150	35	мин.вата	в помещении	1970
в период с 1959-1990 г., надземная					
Надземка УТ-47	200	18	мин.вата	канальная	1968
Котельная №13 надземка	150	90	мин.вата	надземная	1960
в период с 1998-2003 г. в непроходных каналах и бесканальная					

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-133-УТ-133А	50	9	мин.вата	канальная	1999
УТ-133А-РСУ	50	3	мин.вата	канальная	1999
УТ-118А-ж/д Ленина, 4	50	10	мин.вата	канальная	2000
УТ-132-ж/д Вокзальная, 17А	70	23	мин.вата	канальная	2003
УТ-53-ж/д Московская,6	70	84	мин.вата	канальная	2003
УТ-28-УТ-29	80	33	мин.вата	канальная	2003
УТ-48-СТУ	150	8	мин.вата	канальная	2002
УТ-121-УТ-121А	150	46	мин.вата	канальная	2001
в период с 2004 г. канальная					
ж/д Горького,12/1-ВНС	32	22	мин.вата	канальная	2010
УТ-77А-ж/д Попова, 17	40	52	мин.вата	канальная	2007
УТ-116А-ж/д Институтск,27	40	13	мин.вата	канальная	2015
УТ-131-ж/д Центральная, 21	40	22	мин.вата	канальная	2016
УТ-121А-ж/д Центральная, 28	40	11	мин.вата	канальная	2016
УТ-123А-ж/д Центральная, 23	40	30	мин.вата	канальная	2017
УТ-117А-ж/д Институтская, 23	40	15	мин.вата	канальная	2018
УТ-119-Ленина,4А	40	4	мин.вата	канальная	2020
УТ-120-УТ-120Г	50	16	мин.вата	канальная	2004
УТ-120-ж/д Ленина, 6	50	10	мин.вата	канальная	2004
УТ-51-д/с №1	50	34	мин.вата	канальная	2016
УТ-130-ж/д Ленина, 12	50	16	мин.вата	канальная	2007
УТ-130Б-ж/д Ленина, 16	50	13	мин.вата	канальная	2017
УТ-120Г-ж/д Центральная, 22	50	18	мин.вата	канальная	2007
УТ-118А-УТ-119	50	26	мин.вата	канальная	2013
УТ-124-ж/д Центральная, 25	50	30	мин.вата	канальная	2014
УТ-74А-УТ-72	50	41	мин.вата	канальная	2015
УТ-120В-ж/д Центральная, 24	50	11	мин.вата	канальная	2015
УТ-132-музыкальная школа	50	78	мин.вата	канальная	2016
УТ-127-ж/д Комсомольская,26	50	66	мин.вата	канальная	2019
УТ-126-ж/д Спортивн. проезд,5	50	22	мин.вата	канальная	2020
УТ-125-ж/д Спортивный проезд,3	50	24	мин.вата	канальная	2020
УТ-117-УТ-118	50	20	мин.вата	канальная	2020
УТ-118-УТ-118А	50	12	мин.вата	канальная	2020
УТ-116А-ж/д Институтская, 25	50	10	мин.вата	канальная	2021
УТ-121-ж/д Центральная,30	50	17	мин.вата	канальная	2021
УТ-116-ж/д Институтская,29	50	14	мин.вата	канальная	2023
УТ-117-ж/д Институтская, 21	70	16	мин.вата	канальная	2011
УТ-52А-УТ-53	70	18	мин.вата	канальная	2015

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-70-ж/д Нахимова,3	70	27	мин.вата	канальная	2017
УТ-32-ж/д Вокзальная, 23	70	11	мин.вата	канальная	2017
УТ-32-ж/д Вокзальная, 21	70	21	мин.вата	канальная	2017
УТ-29-ж/д Вокзальная, 29	70	14	мин.вата	канальная	2018
УТ-120В-УТ-120Г	70	65	мин.вата	канальная	2018
УТ-121Б-УТ-120В	70	30	мин.вата	канальная	2019
УТ-52-ж/д Вокзальная,1	70	105	мин.вата	канальная	2020
УТ-29-ж/д Вокзальная, 27	70	18	мин.вата	канальная	2020
УТ-130Б-ж/д Ленина, 18	70	47	мин.вата	канальная	2021
УТ-127-ж/д Комсомольская,28	70	22	мин.вата	канальная	2021
т.А-УТ-132	70	35	мин.вата	канальная	2021
т/с к Нахимова, 23	70	33	мин.вата	канальная	2022
УТ-93-ж/д Московская, 5	80	13	мин.вата	канальная	2006
УТ-130А-УТ-130Б	80	58	мин.вата	канальная	2007
т/с к шк. №3	80	86	мин.вата	канальная	2012
УТ-131-УТ-130	80	20	мин.вата	канальная	2016
УТ-130-УТ-130А	80	55	мин.вата	канальная	2016
УТ-31-УТ-32	80	31	мин.вата	канальная	2017
УТ-121А-УТ-121Б	80	32	мин.вата	канальная	2017
УТ-93-ж/д Московская,4	80	58	мин.вата	канальная	2020
УТ-117А-УТ-117	80	50	мин.вата	канальная	2019
УТ-44А-ж/д Вокзальная,15	80	5	мин.вата	канальная	2020
УТ-123-УТ-124	100	5	мин.вата	канальная	2020
УТ-52А (в камере)	100	1	мин.вата	канальная	2009
УТ-115-УТ-116	100	58	мин.вата	канальная	2012
УТ-115-УТ-116 байпас	100	58,5	мин.вата	канальная	2012
УТ-116-УТ-116А	100	39	мин.вата	канальная	2012
УТ-49-ж/д Институтская,10	100	10	мин.вата	канальная	2015
УТ-52-П-образник	100	37	мин.вата	канальная	2015
УТ-124-УТ-125	100	42	мин.вата	канальная	2020
УТ-116Б-УТ-117А	100	70	мин.вата	канальная	2016
УТ-2-УТ-3	100	11	мин.вата	канальная	2022
УТ-25-УТ-26	100	36	мин.вата	канальная	2016
УТ-116А-УТ-116Б	100	64	мин.вата	канальная	2017
УТ-9-УТ-25	100	40	мин.вата	канальная	2018
т/с к ж/д Институтская,8	100	12	мин.вата	канальная	2020
УТ-52А (в камере)	125	2	мин.вата	канальная	2009
УТ-49-УТ-50	125	23	мин.вата	канальная	2015

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-50-УТ-51	125	23	мин.вата	канальная	2015
УТ-51-УТ-52	125	6	мин.вата	канальная	2015
УТ-123-УТ-123А	125	22	мин.вата	канальная	2018
т/с к ж/д Институтская,12	150	30	мин.вата	канальная	2006
УТ-46-УТ-122	150	23	мин.вата	канальная	2007
УТ-48-УТ-133	150	40	мин.вата	канальная	2010
УТ-133-УТ-114А	150	10	мин.вата	канальная	2010
УТ-114-УТ-115	150	20	мин.вата	канальная	2014
ж/д Институтская,12-УТ-49	150	15	мин.вата	канальная	2015
УТ-123А-УТ-131	150	55	мин.вата	канальная	2016
УТ-122А-УТ-123	150	34	мин.вата	канальная	2016
т/с во дворе Институтская, 12	150	77	мин.вата	канальная	2019
УТ-114А-УТ-114	150	32	мин.вата	канальная	2020
УТ-47-УТ-48	200	6	мин.вата	канальная	2019
в период с 2004 г. бесканальная					
УТ-45-общежитие пож. депо	32	13	ППУ	бесканальная	2014
УТ-72-УТ-63	32	28	ППУ	бесканальная	2022
УТ-85Б-ВНС	40	9	ППУ	бесканальная	2006
спускник УТ-84 на Ду80 к д/с	40	3	ППУ	бесканальная	2015
УТ-35-д/с №12	50	47	ППУ	бесканальная	2006
т/с к Станционная, 1А (подземка)	50	50	ППУ	бесканальная	2009
УТ-86А-ж/д Нахимова, 19	50	5	ППУ	бесканальная	2012
УТ-69-МОУ ОСШ Нахимова,1	50	8	ППУ	бесканальная	2013
УТ-80-т/с на Горького,24	50	88	ППУ	бесканальная	2014
УТ-11-хоккейная раздевалка	50	33	ППУ	бесканальная	2015
врезка Ф50-УТ-133	50	14	ППУ	бесканальная	2006
УТ-133-Комсомольская,19/1	50	105	ППУ	бесканальная	2006
УТ-55А-ж/д Ленина, 33	50	67	ППМИ	бесканальная	2017
УТ-55А-ж/д Попова, 1	50	4	ППУ	бесканальная	2021
УТ-45А-пожарное депо	50	9	ППУ	бесканальная	2014
УТ-17-ж/д Ленина,19	50	15	ППУ	бесканальная	2011
УТ-16А-ж/д Ленина,21	50	14	ППУ	бесканальная	2011
УТ-40а-ж/д Попова, 5А	70	7,5	ППУ	бесканальная	2006
УТ-39-ж/д Попова, 4А	70	6,5	ППУ	бесканальная	2006
УТ-38-ж/д Попова, 3А	70	5,5	ППУ	бесканальная	2006
УТ-37-ж/д Попова, 2А	70	4,5	ППУ	бесканальная	2006
УТ-36-ж/д Вокзальная, 21А	70	14	ППУ	бесканальная	2006
от УТ-35	70	1	ППУ	бесканальная	2006

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-64-врезка чер.100, Попова,1	70	4	ППУ	бесканальная	2009
УТ-30А-ж/д Вокзальная,25	70	11	ППУ	бесканальная	2010
УТ-27-ж/д Вокзальная,31	70	25	ППУ	бесканальная	2010
УТ-86Б-Нахимова, 21	70	3	ППУ	бесканальная	2012
УТ-114А-офис, Вокзальная,6А	70	76	ППУ	бесканальная	2011
УТ-70А-УТ-70	70	17	ППУ	бесканальная	2013
УТ-80-д/с Горького,22	70	51	ППУ	бесканальная	2014
УТ-13-элеватор, ж/д Ленина, 31	70	5	ППУ	бесканальная	2016
врезка в ППУ 70-УТ-55А	70	16	ППУ	бесканальная	2021
Переход диаметров 100/80-УТ-31	80	71	ППУ	бесканальная	2010
Переход диаметров 100/80-УТ-28	80	15	ППУ	бесканальная	2010
УТ-67-к временке к УТ-67А	80	4	ППУ	бесканальная	2013
УТ-79-УТ-80	80	76	ППУ	бесканальная	2015
УТ-16-16А	80	3	ППУ	бесканальная	2007
УТ-89-шк. №5	80	13	ППУ	бесканальная	2017
УТ-26-ж/д Ленина,26	80	16	ППУ	бесканальная	2010
УТ-25-ж/д Ленина,24	80	48	ППУ	бесканальная	2010
УТ-26-ж/д Вокзальная,33	80	16	ППУ	бесканальная	2010
УТ-41-ж/д Вокзальная,19	80	83	ППУ	бесканальная	2010
УТ-15А-ж/д Ленина,23	80	20	ППУ	бесканальная	2011
УТ-27-переход диам. 100/80	100	2	ППУ	бесканальная	2010
УТ-30-УТ-27	100	61	ППУ	бесканальная	2010
УТ-30А-переход диам. 100/80	100	2	ППУ	бесканальная	2010
УТ-30-УТ30А	100	7	ППУ	бесканальная	2010
УТ-73-ж/д Горького,12/1	100	39	ППУ	бесканальная	2005
УТ-86-ж/д Нахимова, 17	100	4	ППУ	бесканальная	2012
спускник УТ-12	100	3	ППУ	бесканальная	2015
пер.диам-в 150х100-шк. №2	100	6	ППУ	бесканальная	2016
УТ-15-15А	100	2	ППУ	бесканальная	2007
УТ-134-с/к Олимп	100	103	ППУ	бесканальная	2006
УТ-55Б-ж/д Попова,8	100	24	ППУ	бесканальная	2009
Т/с ж/д Попова,8-Ленина,37	100	50	ППУ	бесканальная	2009
УТ-54-УТ-30	125	63	ППУ	бесканальная	2010
УТ-55-УТ-55А	125	4	ППУ	бесканальная	2009
УТ-76-ж/д Горького, 14	125	4	ППУ	бесканальная	2010
УТ-68А-детская пол-ка	125	21	ППУ	бесканальная	2013
УТ-65-ж/д Нахимова,16/1	125	15	ППУ	бесканальная	2013
оп.кот.№13-надземка Ду100	125	184	ППУ	бесканальная	2015

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-84-ж/д Горького, 11	125	29	ППУ	бесканальная	2017
УТ-91-ФОК Нахимова	125	71	ППУ	бесканальная	2017
УТ-81-ж/д Горького, 13/1	150	132	ППУ	бесканальная	2012
УТ-60-ж/д Горького,2	150	12	ППУ	бесканальная	2009
УТ-134-с/к Импульс	150	4	ППУ	бесканальная	2006
УТ-59-ж/д Горького,6	150	12	ППУ	бесканальная	2010
УТ-62-ж/д Горького,8	150	15	ППУ	бесканальная	2010
УТ-67А-ж/д Горького,7	150	39	ППУ	бесканальная	2013
УТ-67А-ж/д Горького,5	150	22	ППУ	бесканальная	2013
УТ-44-вр. в сущ. тр-д Ду150 Вокз.	150	14	ППУ	бесканальная	2013
УТ-57-ж/д Нахимова,14А	150	28	ППУ	бесканальная	2014
УТ-58-ж/д Горького,18	150	15	ППУ	бесканальная	2015
УТ-68-ж/д Горького,3	150	37	ППУ	бесканальная	2015
УТ-18-пер.диам-в 150х100	150	33	ППУ	бесканальная	2016
УТ-85-угол поворота УТ-89А	150	22	ППУ	бесканальная	2017
УТ-42-Г-обр-к Вокзальная,19	150	56	ППУ	бесканальная	2017
угол поворота УТ-89А-УТ-89	150	48	ППУ	бесканальная	2017
УТ-89-УТ-91	150	68	ППУ	бесканальная	2017
уг.пов.(в р-не УТ-33Б)-УТ-42 Вокз.	150	66	ППУ	бесканальная	2022
ЦТП-17-пер.диам.200/250(УТ-86)	200	272	ППУ	бесканальная	2005
УТ-17-УТ-18	200	22	ППУ	бесканальная	2007
пер.диам.250/200-УТ-59	200	74	ППУ	бесканальная	2009
УТ-59-УТ-61	200	34	ППУ	бесканальная	2009
УТ-68-УТ-67	200	9	ППУ	бесканальная	2013
УТ-67-УТ-70А	200	44	ППУ	бесканальная	2013
УТ-70А-УТ-67А	200	43	ППУ	бесканальная	2013
П-обр. в р-не УТ-44	200	20	ППУ	бесканальная	2014
УТ-44-УТ-45	200	70	ППУ	бесканальная	2014
УТ-45-УТ-45А	200	3	ППУ	бесканальная	2014
УТ-45А-П-обр. в р-не пожарки	200	63	ППУ	бесканальная	2014
УТ-17-врезка Ф50	200	47	ППУ	бесканальная	2006
врезка Ф50-УТ-134	200	145	ППУ	бесканальная	2006
УТ-33-УТ-33Б	200	10	ППУ	бесканальная	2019
УТ-33Б-уг.поворота врезка 2Д150	200	13	ППУ	бесканальная	2019
пер.диам.200/250 х пер.диам.250/300	250	215	ППУ	бесканальная	2005
Перемычка акт №20 от УТ-57	250	9	ППУ	бесканальная	2010
Перемычка до УТ-62	250	65	ППУ	бесканальная	2010
УТ-62-УТ-61	250	2	ППУ	бесканальная	2010

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-11А-УТ-55	250	70	ППУ	бесканальная	2009
УТ-55-УТ-64	250	8	ППУ	бесканальная	2009
УТ-64-УТ-60	250	15	ППУ	бесканальная	2009
УТ-60-пер.диам.250/200	250	10	ППУ	бесканальная	2009
УТ-14-УТ-69	250	54	ППУ	бесканальная	2013
УТ-69-УТ-68А	250	45	ППУ	бесканальная	2013
УТ-68А-УТ-68	250	65	ППУ	бесканальная	2013
УТ-33А-УТ-43	250	18	ППУ	бесканальная	2019
УТ-10-УТ-40А	300	18	ППУ	бесканальная	2006
УТ-40А-УТ-40	300	13	ППУ	бесканальная	2006
УТ-40-УТ-39	300	24	ППУ	бесканальная	2006
УТ-39-УТ-38	300	59	ППУ	бесканальная	2006
УТ-38-УТ-37	300	39	ППУ	бесканальная	2006
УТ-37-УТ-36	300	42	ППУ	бесканальная	2006
УТ-36-УТ-35	300	14	ППУ	бесканальная	2006
УТ-35-неподв.опора	300	34	ППУ	бесканальная	2006
Переход диам-в УТ-11А-УТ-11Б	300	12	ППУ	бесканальная	2015
УТ-11Б-УТ-12	300	107	ППУ	бесканальная	2015
УТ-12-УТ-13	300	60	ППУ	бесканальная	2006
УТ-13-УТ-14	300	64	ППУ	бесканальная	2006
УТ-14-УТ-15	300	32	ППУ	канальная	2007
УТ-15-УТ-16	300	73	ППУ	канальная	2007
УТ-16-УТ-17	300	67	ППУ	канальная	2007
УТ-74-73	300	106	ППУ	бесканальная	2005
пер.диам.250/300-УТ-73	300	139	ППУ	бесканальная	2005
УТ-6-УТ-74	300	420	ППУ	бесканальная	2004
Неподв.опора-УТ-33	300	110	ППУ	бесканальная	2019
УТ-33-УТ-33А	300	3	ППУ	бесканальная	2019
УТ-10-УТ-11	350	100	ППУ	бесканальная	2015
УТ-11-переход диам-в	350	4	ППУ	бесканальная	2015
до УТ-8 подземная	400	38	ППУ	бесканальная	2004
УТ-10-пер.диам.400х300	400	168	ППУ	бесканальная	2020
в период с 2004 г. в помещении					
т/с по Нах.,17 после пер.диам	70	39	мин.вата	в помещении	2017
т/с по Нахимова,17 до пер.диам	100	41	мин.вата	в помещении	2017
в период с 2004 г. надземная					
т/с к Станционная, 1А (надземка)	50	32	мин.вата	канальная	2010
надземка Вокзальная-Станц-я	100	35	мин.вата	надземная	2007

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
от УТ-6 надземная	400	14	НППУ	надземная	2004
Котельная №13-УТ-6	400	25	НППУ	надземная	2004
ВСЕГО ПО КОТ. №13 (в 1-но трубном исчислении)		20208			
3. Котельная №14					
Характеристика водяных тепловых сетей на балансе до ЦТП от котельной №14					
<i>Сети от котельной №14 (круглодичные)</i>					
<i>в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-405-д/с	50	69	мин.вата	канальная	1958
УТ-201-ж/д Луговая, 29А	50	26	мин.вата	канальная	1983
УТ-175-ж/д Центральная, 4А	80	7	мин.вата	канальная	1966
УТ-174-ж/д Центральная, 6А	80	9	мин.вата	канальная	1966
УТ-179А-ж/д Советская, 3Б	80	8	мин.вата	канальная	1989
УТ-319-УТ-411	80	23	мин.вата	канальная	1958
УТ-172-ж/д Пр. Мира, 7	100	9	мин.вата	канальная	1971
ж/д Комсомольская, 20А-УТ-19А	125	88	мин.вата	канальная	1961
место врезки ППУ-УТ-179А	150	16	мин.вата	канальная	1978
УТ-179А-УТ-199	150	38	мин.вата	канальная	1978
УТ-199А-УТ-199	150	94	мин.вата	канальная	1978
УТ-408-УТ-408А	200	23	мин.вата	канальная	1958
УТ-410-УТ-408А	200	25	мин.вата	канальная	1958
<i>в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещении</i>					
т/с по ж/д Центральная, 6А	80	73	мин.вата	в помещении	1966
т/с Рабочая, 4 (до элеватора)	80	35	мин.вата	в помещении	1958
т/с по ж/д Центральная, 2А	150	73	мин.вата	в помещении	1966
т/с по Пр. Мира, 3	150	19	мин.вата	в помещении	1969
ж/д Комсомольская, 20А	150	12	мин.вата	в помещении	1961
<i>в период 1959 - 1989 год, надземная</i>					
УТ-405-баня (ввод 2)	20	0,5	мин.вата	надземная	1958
УТ-274А-КПП	25	19	мин.вата	надземная	1958
УТ-405А-баня (ввод 1)	25	0,2	мин.вата	надземная	1958
т. А-шайба на Рабочую, 11	50	9	мин.вата	надземная	1958
УТ-403-УТ-404	70	56	мин.вата	надземная	1958
УТ-404-казарма	70	28	мин.вата	надземная	1958
УТ-404-УТ-405	70	42	мин.вата	надземная	1958
УТ-406-УТ-410	200	26	мин.вата	канальная	1958
УТ-192-УТ-274А	200	395	мин.вата	канальная	1958
УТ-274А-УТ-274	200	20	мин.вата	канальная	1958
УТ-274-УТ-403	200	195	мин.вата	канальная	1958

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-403-УТ-4030	200	23	мин.вата	канальная	1958
УТ-403-УТ-406	200	194	мин.вата	канальная	1958
<i>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</i>					
подъем-д/с №2	50	17	мин.вата	канальная	1997
подземка (акт 38) до надз. к ЦТП-17	200	34	мин.вата	канальная	1992
УТ-408-надземка Рабочая	200	98	мин.вата	канальная	1992
<i>в период 1990 - 1997 год, надземная</i>					
Надземка от УТ-319 по акту 38	200	51	мин.вата	надземная	1992
надземка до ЦТП-17	200	63	мин.вата	надземная	1992
надземка по Рабочей	200	191	мин.вата	надземная	1992
УТ-192-УТ-193	350	42	мин.вата	надземная	1996
УТ-193-УТ-186	350	57	мин.вата	надземная	1996
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
т.Б-ж/д Пионерская, 4/1	80	20	ППУ	бесканальная	2003
УТ-199-шк. №4	80	54,3	ППУ	бесканальная	2023
ввод в шк. №4	80	2	мин.вата	канальная	2003
УТ-199-УТ-200	80	300	мин.вата	канальная	2003
УТ-206-УТ-205	150	97	мин.вата	канальная	2001
т/с к УТ-206	150	21	мин.вата	канальная	2001
т.Г-УТ-19	150	92	ППУ	бесканальная	2003
УТ-173-УТ-172	200	127	ППУ	бесканальная	2001
УТ-176-УТ-175	250	50	ППУ	бесканальная	2001
УТ-175-УТ-174	250	47	ППУ	бесканальная	2001
УТ-174-УТ-173	250	4	ППУ	бесканальная	2001
<i>в период 1998 - 2003 год надземная</i>					
УТ-211-УВД	50	41	мин.вата	надземная	2000
УТ-276-УТ-277	80	268	НППУ	надземная	2000
УТ-274-УТ-275	100	56	мин.вата	надземная	1999
УТ-275-УТ-276	100	71	мин.вата	надземная	1999
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
УТ-407-т.А (до надземки на Рабочую,11)	40	8	мин.вата	канальная	2018
УТ-19А-подъем	50	26	мин.вата	канальная	2011
УТ-19А-УТ148	50	327	мин.вата	канальная	2011
ввод в д/с №13	50	1	мин.вата	канальная	2008
УТ-408-УТ-408Б	50	29	мин.вата	канальная	2018
УТ-410-ж/д Рабочая,4	70	62	мин.вата	канальная	2017
УТ-410-ж/д Рабочая,2	70	36	мин.вата	канальная	2017
УТ-409-ж/д Рабочая,8	70	30	мин.вата	канальная	2017

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-406-УТ-409	70	130	мин.вата	канальная	2017
УТ-406-УТ-407	70	28	мин.вата	канальная	2018
УТ-407-ж/д Рабочая,6	70	5	мин.вата	канальная	2018
УТ-412-УТ-413	70	6	мин.вата	канальная	2019
УТ-204-ж/д Луговая, 27	70	8	мин.вата	канальная	2020
УТ-204 в сторону	70	222	мин.вата	канальная	2020
т/с к ж/д Пр. Мира, 5	100	141	мин.вата	канальная	2014
УТ-205-УТ-204	150	11	мин.вата	канальная	2006
УТ-204-Пр. Мира, 3	150	65	мин.вата	канальная	2006
УТ-176-ж/д Центральная, 2А	150	5	мин.вата	канальная	2017
УТ-199-УТ-200	150	44	мин.вата	канальная	2018
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
УТ-183-врезка в т/с д/с №13	50	11	ППУ	бесканальная	2008
УТ-8Б-здание сервиса, Дудкина,5	50	83	ППУ	бесканальная	2013
УТ-160А-ж/д Центральная, 7А	50	31	ППУ	бесканальная	2018
УТ-162Б-ж/д Центральная, 3А	50	17	ППУ	бесканальная	2018
УТ-212В-Советская, 15	70	12	ППУ	бесканальная	2011
УТ-212В-Советская,13	70	85	ППУ	бесканальная	2011
УТ-202-ж/д ул. Садовая,1	70	72	ППУ	бесканальная	2014
УТ-18В-МУ ДОД ДЮСШ	70	90	ППУ	бесканальная	2015
УТ-200-ж/д Луговая, 29	70	26	ППУ	бесканальная	2019
УТ-411-УТ-412	70	36	ППУ	бесканальная	2019
ж/д Центральная,2А - МДОУ №5	70	52	ППУ	бесканальная	2022
УТ-10-ж/д Лесная, 4	80	18	ППУ	бесканальная	2007
УТ-212Б-общ-дел компл. Советская,17	80	11	ППУ	бесканальная	2011
УТ-212Б-УТ-212В Советская	80	110	ППУ	бесканальная	2011
УТ-161-т. Б у ж/д Пионерская,4/2	80	9	ППУ	бесканальная	2018
УТ-161-УТ-160А	80	43	ППУ	бесканальная	2018
УТ-187-УТ-162Б	80	12	ППУ	бесканальная	2018
УТ-5-к Лесной,3	100	42	ППУ	бесканальная	2007
УТ-9-ж/д Лесная,2	100	13	ППУ	бесканальная	2009
к ж/д Лесная,3	100	32	ППУ	бесканальная	2015
пер.диам. 125/100-ж/д Октябрьская, 6	100	18	ППУ	бесканальная	2009
УТ-12-ж/д Октябрьская, 11	100	49	ППУ	бесканальная	2011
УТ-16-адм.-дел. центр, Пионерская,4/1	100	25	ППУ	бесканальная	2009
УТ-15А-ж/д Октябрьская, 7	100	15	ППУ	бесканальная	2011
пер.диам. Ф125/100-ж/д Пионерская, 3	100	6	ППУ	бесканальная	2011
УТ-176-Торговый центр Советская	100	51	ППУ	бесканальная	2010

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-212-УТ-212Б Советская	100	93	ППУ	бесканальная	2011
пер.диам.125х100-ж/д Пионерская,1	100	12	ППУ	бесканальная	2012
УТ-14А-ж/д Советская,10А	100	5	ППУ	бесканальная	2012
УТ-202-ж/д пр. Мира,1	100	31	ППУ	бесканальная	2014
УТ-173-ж/д Советская, 1А	100	53	ППУ	бесканальная	2007
УТ-187-УТ-161	100	25	ППУ	бесканальная	2018
УТ-177А-ж/д Центральная, 5 (стр.2)	100	5	ППУ	бесканальная	2020
УТ-19-ж/д Комсомольская, 20А	125	16	ППУ	бесканальная	2006
УТ-3-ж/д Лесная,1	125	10	ППУ	бесканальная	2007
УТ-6-УТ-10	125	39	ППУ	бесканальная	2007
УТ-10-ж/д Октябрьская, 9	125	8	ППУ	бесканальная	2007
УТ-7-ж/д Лесная, 5	125	15	ППУ	бесканальная	2007
УТ-13-ж/д (поз.1) ул. Дудкина,9	125	132	ППУ	бесканальная	2009
пер.диам.150/125-пер.диам.125/100	125	1	ППУ	бесканальная	2009
УТ-4-УТ-9	125	47	ППУ	бесканальная	2009
УТ-9-ж/д Советская,12А	125	8	ППУ	бесканальная	2009
УТ-15-пер.диам. Ф125/100	125	115	ППУ	бесканальная	2011
УТ-201-угол поворота	125	141	ППУ	бесканальная	2013
угол поворота-УТ-202	125	35	ППУ	бесканальная	2014
УТ-14-УТ-14А	125	15	ППУ	бесканальная	2012
УТ-14А-переход диам.125х100	125	3	ППУ	бесканальная	2012
УТ-200-УТ-201	125	25	ППУ	бесканальная	2015
УТ-8-УТ-8А	150	12	ППУ	бесканальная	2007
УТ-8А-ДК Исток	150	36	ППУ	бесканальная	2007
УТ-180-вр.в Ду150 (Советская, 3Б)	150	5	ППУ	бесканальная	2008
УТ-179-УТ-179Б	150	6	ППУ	бесканальная	2008
УТ-16-УТ-187	150	66	ППУ	бесканальная	2009
УТ-11А-ж/д (поз.2) ул. Октябрьская	150	3	ППУ	бесканальная	2009
УТ-11А-УТ-13	150	33	ППУ	бесканальная	2009
УТ-13-пер.диам.150/125	150	2	ППУ	бесканальная	2009
пер.диам.Ф200/150-УТ-15	150	59	ППУ	бесканальная	2009
УТ-15-УТ-16	150	34	ППУ	бесканальная	2009
УТ-18В-УТ-18А-УТ-8А	150	249	ППУ	бесканальная	2012
УТ-11-Дудкина,7	150	19	ППУ	бесканальная	2012
УТ-18В-УТ-18Г	150	21	ППУ	бесканальная	2012
УТ-18В-УТ-18Г байпас	150	53	ППУ	бесканальная	2012
УТ-18Г-г.Г	150	112	ППУ	бесканальная	2016
УТ-177-перспектива квартал 9	150	1	ППУ	бесканальная	2020

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-177А-переход диам-в	150	1	ППУ	бесканальная	2020
УТ-178-УТ-176	200	56	ППУ	бесканальная	2008
УТ-7-УТ-8	200	66	ППУ	бесканальная	2007
УТ-8-УТ-11А	200	74	ППУ	бесканальная	2009
УТ-2-пер.диам.Ф200/150	200	257	ППУ	бесканальная	2009
УТ-179Б-УТ-177	200	180	ППУ	бесканальная	2020
УТ-177-УТ-177А с переходом диам-в	200	72	ППУ	бесканальная	2020
УТ-182-УТ-181	250	51	ППУ	бесканальная	2008
УТ-181-УТ-180	250	74	ППУ	бесканальная	2008
УТ-180-УТ-179	250	6	ППУ	бесканальная	2008
УТ-179-УТ-178	250	1	ППУ	бесканальная	2008
УТ-4-УТ-5	250	60	ППУ	бесканальная	2007
переход диам. 300х200-УТ-4	250	1	ППУ	бесканальная	2012
УТ-5-УТ-6	250	49	ППУ	бесканальная	2007
УТ-6-УТ-7	250	23	ППУ	бесканальная	2012
УТ-7-переход диам. 250х200	250	1	ППУ	бесканальная	2012
Надземка Ду300-УТ-212	300	36	ППУ	бесканальная	2007
УТ-212-УТ-2	300	51	ППУ	бесканальная	2007
УТ-186-УТ-185	300	65	ППУ	бесканальная	2008
УТ-185-УТ-184	300	77	ППУ	бесканальная	2008
УТ-184-УТ-183	300	24	ППУ	бесканальная	2008
УТ-183-УТ-182	300	3	ППУ	бесканальная	2008
УТ-2-УТ-3	300	61	ППУ	бесканальная	2012
УТ-3-переход диам.300х200	300	1	ППУ	бесканальная	2012
в период с 2004 год надземная					
от УТ-211 надземка	300	17	мин.вата	надземная	2007
УТ-211-УТ-192	350	28	мин.вата	надземная	2020
котельная 14-переход диам. надземка	400	20	мин.вата	надземная	2007
в период с 2004 год, проложенных в помещениях					
сети по ЦТП 17	150	25	мин.вата	в помещении	2005
т/с к МДОУ №5 (в подвале ж/д №2А)	70	6	мин.вата	в помещении	2022
Итого круглогодичные		8542,3			
Сети от котельной №14 (зимние)					
в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная					
ж/д Рабочая,4-ГРП	40	26	мин.вата	канальная	1958
УТ-151-ж/д Пионерская, 4	50	4	мин.вата	канальная	1964
УТ-152-ж/д Пионерская, 6	50	4	мин.вата	канальная	1964
УТ-155-ж/д Пионерская, 10	50	5	мин.вата	канальная	1964

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-154-ж/д Пионерская, 8	50	5	мин.вата	канальная	1964
УТ-156-УТ-155	70	29	мин.вата	канальная	1964
УТ-155-УТ-154	70	29	мин.вата	канальная	1964
т/с ж/д Центральная, 15А-15	70	33	мин.вата	канальная	1964
УТ-188-ж/д Луговая, 37	80	6	мин.вата	канальная	1964
УТ-182А-ж/д Советская, 7А	80	10	мин.вата	канальная	1965
в период 1959 - 1989 год, надземная					
т.В-клуб (ввод 2)	25	26	мин.вата	канальная	1958
УТ-403Б-клуб (ввод 1)	32	0,2	мин.вата	канальная	1958
УТ-195-УТ-196	50	86	мин.вата	надземная	1977
УТ-411А-ж/д Рабочая,7	50	49	мин.вата	канальная	1958
т.Г-штаб	50	7	мин.вата	канальная	1958
УТ-403Б-т.В (в сторону клуба, вв.2)	50	21	мин.вата	канальная	1958
УТ-403А-УТ-403Б	50	48	мин.вата	канальная	1958
надземка к ж/д Центральная,15А	100	3	мин.вата	надземная	1961
УТ-4030-т.Г (в сторону штаба)	100	65	мин.вата	канальная	1958
в период с 1959-1990 г., проложенных в помещениях					
ж/д Рабочая,4(после элеватора)	50	35	мин.вата	в помещении	1958
ж/д Центральная, 15А	100	15	мин.вата	в помещении	1961
т/с по подвалу ж/д Ленина, 11	100	24	мин.вата	в помещении	1964
в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах					
ж/д Нахимова,29-УТ-90А	70	28	мин.вата	канальная	1995
в период с 1990-1998 г. надземная					
УТ-88-ж/д Нахимова, 27	50	33	мин.вата	надземная	1995
ут-88-ж/д Нахимова, 25	70	7	мин.вата	надземная	1995
в период с 1990-1998 г., проложенных в помещениях					
т/с по ж/д Нахимова, 33	70	40	мин.вата	в помещении	1992
т/с по ж/д Нахимова, 29	125	103	мин.вата	в помещении	1995
в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная					
УТ-157-ж/д Октябрьская, 3	50	3	мин.вата	канальная	2003
УТ-156-ж/д Октябрьская, 5	50	7	мин.вата	канальная	2003
т.Ж2-УТ-195	70	87	ППУ	бесканальная	2002
т.Ж2-УТ-189	100	30	ППУ	бесканальная	2002
т.Е2-УТ-188	150	43	ППУ	бесканальная	2002
УТ-188-т.Ж2	150	24	ППУ	бесканальная	2002
в период 1998 - 2003 год, надземная					
т.К2-промбаза	50	2	мин.вата	надземная	1999
т.Л2-электросеть	50	1	мин.вата	надземная	1999

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
в период с 1998-2003 г., проложенных в помещении					
т/с по подвалу ж/д Ленина, 11	100	24	мин.вата	в помещении	2002
в период с 2004 год канальная					
УТ-150-ж/д Советская, 12	40	4	мин.вата	канальная	2008
УТ-150-УТ-151	50	26	мин.вата	канальная	2004
ЦТП-17-ж/д Нахимова, 25А	50	29	мин.вата	канальная	2019
УТ-90А-Дом ребенка	50	54	мин.вата	канальная	2012
УТ-19-ж/д Комсомольская, 20	50	18	мин.вата	канальная	2020
ж/д Ленина, 11-УТ-23	50	8	мин.вата	канальная	2012
УТ-23-д/с №2	50	29	мин.вата	канальная	2015
пер.диам.70х50-ж/д Луговая, 35	50	6	мин.вата	канальная	2016
УТ-24-ж/д Ленина, 13	50	20	мин.вата	канальная	2017
УТ-157-УТ-156	50	36	мин.вата	канальная	2017
УТ-157-УТ-156а	50	146	мин.вата	канальная	2017
УТ-150-УТ-152	50	23	мин.вата	канальная	2021
УТ-22-ж/д Центральная, 19	50	36	мин.вата	канальная	2021
УТ-158-УТ-157	70	12	мин.вата	канальная	2017
УТ-21-УТ-22	70	16	мин.вата	канальная	2020
УТ-159-УТ-158	70	30	мин.вата	канальная	2017
УТ-160-УТ-160А	70	38	мин.вата	канальная	2017
УТ-151-УТ-152	80	33	мин.вата	канальная	2004
УТ-186-ж/д Советская, 15А	80	6	мин.вата	канальная	2004
УТ-160А-УТ-159	80	5	мин.вата	канальная	2009
УТ-160А-УТ-159 байпас	80	250	мин.вата	канальная	2009
старый ввод на ж/д Нахимова, 33	80	24	мин.вата	канальная	2018
т.А (у ж/д Центральная, 7)-УТ-160	150	27	мин.вата	канальная	1976
в период с 2004 год бесканальная					
УТ-24- угол поворота ж/д Ленина, 15	50	31	ППУ	бесканальная	2016
угол поворота-ж/д Ленина, 15	50	19	ППУ	бесканальная	2017
УТ-22-ж/д Ленина, 9	50	15	ППУ	бесканальная	2019
УТ-185-ж/д Советская, 13А	70	9	ППУ	бесканальная	2008
УТ-184-ж/д Советская, 11А	70	14	ППУ	бесканальная	2008
УТ-182-УТ-182А	70	15	ППУ	бесканальная	2008
УТ-181-ж/д Советская, 5А	70	9	ППУ	бесканальная	2008
УТ-178-ж/д Советская, 3А	70	5	ППУ	бесканальная	2008
УТ-20А-УТ-21	70	20	ППУ	бесканальная	2014
УТ-189-пер.диам.70х50 ППУ	70	2	ППУ	бесканальная	2016
УТ-189-ж/д Луговая, 33	70	101	ППУ	бесканальная	2016

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Дн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-203 надз-гзу Луговая,39	70	20	ППУ	бесканальная	2017
УТ-160А-т.А (у ж/д Центральная 7)	70	11	ППУ	бесканальная	2018
ж/д Ленина, 11-УТ-24	70	42	ППУ	бесканальная	2021
УТ-20А-ж/д Ленина,11	80	32	ППУ	бесканальная	2014
УТ-153-ж/д Нахимова, 29	80	23	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153А-ж/д Нахимова, 35	80	81	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153В-до ст. ввода ж/д Нахимова, 33	80	8	ППУ	бесканальная	2022
УТ-20-надз. ж/д Центральная,15А	100	4	ППУ	бесканальная	2014
УТ-20-УТ-20А	100	53	ППУ	бесканальная	2014
УТ-153-УТ-153Г-УТ-153В	100	23	ППУ	бесканальная	2022
по дорогой (УТ-88,88А)	125	9	ППУ	бесканальная	2012
УТ-19А-УТ-20	125	42	ППУ	бесканальная	2014
УТ-153Б-УТ-153	150	24	ППМИ	бесканальная	2017
в период с 2004 г. надземная					
УТ-203 надземка до Луговой,39	70	4	мин.вата	надземная	2017
УТ-88А-до НППУ	125	3	мин.вата	надземная	2012
от мин.ваты до опуска(УТ-88,88А)	125	5	НППУ	надземная	2012
от подъема до УТ-88	125	12	НППУ	надземная	2012
ЦТП-17-УТ-88А	150	17	мин.вата	надземная	2005
УТ-88А-УТ-153Б	150	61	мин.вата	надземная	2005
Итого зимние		2552,2			
ИТОГО в 1-НО ТРУБНОМ		22189,0			
Сети от котельной №14 (летние)					
в период с 2004 год канальная					
т. Б-УТ-18	150	5	мин.вата	канальная	2005
в период с 2004 год бесканальная					
спускник на Ду80 к д/с	40	3	ППУ	бесканальная	2015
УТ-80-д/с 15	70	51	ППУ	бесканальная	2015
УТ-79-УТ-80	80	76	ППУ	бесканальная	2015
УТ-134-с/к Олимп	100	103	ППУ	бесканальная	2006
УТ-73-ж/д Горького,12/1	100	39	ППУ	бесканальная	2007
пер.диам.150х100-школа №2	100	6	ППУ	бесканальная	2007
УТ-65-ж/д Нахимова,16/1	125	15	ППУ	бесканальная	2012
УТ-76-ж/д Горького,14	125	4	ППУ	бесканальная	2010
УТ-84-ж/д Горького,11	125	29	ППУ	бесканальная	2012
УТ-91-ФОК Нахимова	125	71	ППУ	бесканальная	2017
УТ-67А-ж/д Горького,5	150	22	ППУ	бесканальная	2014
УТ-67А-ж/д Горького,7	150	39	ППУ	бесканальная	2013

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-81-ж/д Горького,13/1	150	131	ППУ	бесканальная	2008
УТ-62-ж/д Горького,8	150	15	ППУ	бесканальная	2010
УТ-59-ж/д Горького,6	150	12	ППУ	бесканальная	2010
УТ-60-ж/д Горького,2	150	12	ППУ	бесканальная	2009
УТ-18Г-т.Б	150	100	ППУ	бесканальная	2013
УТ-57-ж/д Нахимова,14А	150	28	ППУ	бесканальная	2014
УТ-68-ж/д Горького,3	150	37	ППУ	бесканальная	2015
УТ-58-ж/д Горького,18	150	15	ППУ	бесканальная	2015
УТ-18-пер.диам.150х100	150	33	ППУ	бесканальная	2016
УТ-85-угол поворота УТ-89а	150	22	ППУ	бесканальная	2017
угол поворота УТ-89а-УТ-89	150	48	ППУ	бесканальная	2017
УТ-134-с/к Импульс	150	4	ППУ	бесканальная	2006
УТ-89-УТ-91	150	68	ППУ	бесканальная	2017
перемычка в УТ-18-Олимп	200	214	ППУ	бесканальная	2006
УТ-68-УТ-67А	200	92	ППУ	бесканальная	2013
ЦТП-17-переход диам.200х250(акт №24)	200	272	ППУ	бесканальная	2005
УТ-61-УТ-59	200	34	ППУ	бесканальная	2010
УТ-59-пер.диам.200х250	200	74	ППУ	бесканальная	2009
УТ-14-УТ-68	250	164	ППУ	бесканальная	2013
пер. диам.200х250 -УТ-81	250	68	ППУ	бесканальная	2012
УТ-81-пер.диам.250х300	250	147	ППУ	бесканальная	2005
УТ-57-пер.диам.250х200 (УТ-61)	250	76	ППУ	бесканальная	2010
пер.диам.250х200-УТ-60	250	10	ППУ	бесканальная	2009
УТ-17-УТ-14	300	172	ППУ	бесканальная	2008
пер.диам.250х300-УТ-73	300	139	ППУ	бесканальная	2006
УТ-73-УТ-76	300	54	ППУ	бесканальная	2005
УТ-76-УТ-74	300	52	ППУ	бесканальная	2005
УТ-74-УТ-57	300	56	ППУ	бесканальная	2005
Итого летние		2612			
Характеристика водяных тепловых сетей на балансе после ЦТП 17					
Сети ГВС от котельной №14 круглогодичные (прямая)					
в период 1990-1998 год надземная					
УТ-88-ж/д Нахимова, 27	70	33	мин.вата	надземная	1995
УТ-88-ж/д Нахимова, 25	70	7	мин.вата	надземная	1995
в период 1990-1998 год в непроходных каналах					
ж/д Нахимова,29-УТ-90А	40	28	мин.вата	канальная	1996
УТ-153А-ж/д Нахимова, 33	80	24	мин.вата	канальная	1992
в период 1990-1998 год, проложенных в помещениях					

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Дн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
т/с по ж/д Нахимова, 29	70	103	мин.вата	в помещен	1996
т/с по ж/д Нахимова, 33	80	40	мин.вата	в помещен	1995
<i>в период с 2004 год надземная</i>					
УТ-88А-до НППУ	80	3	мин.вата	надземная	2012
от мин.ваты до опуска(УТ-88,88А)	80	5	НППУ	надземная	2012
от подъема до УТ-88	80	12	НППУ	надземная	2012
ЦТП-17-УТ-88А	125	17	мин.вата	надземная	2005
УТ-88А-УТ-153Б	125	61	мин.вата	надземная	2005
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
ЦТП-17- ж/д Нахимова, 25А	40	29	мин.вата	канальная	2019
УТ-90А-Дом ребенка	40	54	мин.вата	канальная	2012
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
УТ-153-ж/д Нахимова, 29	70	23	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153В-до ст.вв ж/д Нахимова,33	70	8	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153В-УТ-153А-ж/д Нахимова,35	70	81	ППУ	бесканальная	2023
по дорогой (УТ-88,88А)	80	9	ППУ	бесканальная	2012
УТ-153-УТ-153Г-УТ-153В	80	23	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153Б-УТ-153	150	24	ППУ	бесканальная	2017
ИТОГО		584			
<i>Сети ГВС от котельной №14 круглогодичные (обратная)</i>					
<i>в период 1990-1998 год надземная</i>					
УТ-88-ж/д Нахимова, 27	40	33	мин.вата	надземная	1995
УТ-88-ж/д Нахимова, 25	40	7	мин.вата	надземная	1995
<i>в период 1990-1998 год в непроходных каналах</i>					
ж/д Нахимова,29-УТ-90А	32	28	мин.вата	канальная	1996
УТ-153А-ж/д Нахимова, 33	70	24	мин.вата	канальная	1992
<i>в период с 2004 год надземная</i>					
УТ-88А-до НППУ	70	3	мин.вата	надземная	2012
ЦТП-17-УТ-88А	70	17	мин.вата	надземная	2005
УТ-88А-УТ-153Б	70	61	мин.вата	надземная	2005
от мин.ваты до опуска(УТ-88,88А)	70	5	НППУ	надземная	2012
от подъема до УТ-88	70	12	НППУ	надземная	2012
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
ЦТП-17- ж/д Нахимова, 25А	40	29	мин.вата	канальная	2019
УТ-90А-Дом ребенка	40	54	мин.вата	канальная	2012
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
УТ-153-ж/д Нахимова, 29	50	23	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153В-до ст.вв ж/д Нахимова,33	50	8	ППУ	бесканальная	2022

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Дн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-153В-УТ-153А-ж/д Нахимова,35	50	81	ППУ	бесканальная	2023
по дорогой (УТ-88,88А)	70	9	ППУ	бесканальная	2012
УТ-153-УТ-153Г-УТ-153В	70	23	ППУ	бесканальная	2022
УТ-153Б-УТ-153	100	24	мин.вата	канальная	2005
<i>в период 1990-1998 год, проложенных в помещениях</i>					
т/с по ж/д Нахимова, 29	70	103	мин.вата	в помещен	1996
т/с по ж/д Нахимова, 33	70	40	мин.вата	в помещен	1995
ИТОГО		584			
Всего по ЦТП 17		1168			
<i>Характеристика водяных тепловых сетей на балансе после ЦТП 17</i>					
<i>Сети ГВС от котельной №14 (прямая)</i>					
<i>в период 1990-1998 год надземная</i>					
-	70	40	мин.вата	надземная	1995
<i>в период 1990-1998 год в непроходных каналах</i>					
ж/д Нахимова,29-УТ-90А	40	28	мин.вата	канальная	1996
УТ-153А-ж/д Нахимова, 33	80	24	мин.вата	канальная	1995
<i>в период 1990-1998 год, проложенных в помещениях</i>					
т/с по ж/д Нахимова, 29	70	103	мин.вата	в помещен	1996
т/с по ж/д Нахимова, 33	80	40	мин.вата	в помещен	1995
<i>в период с 2004 год надземная</i>					
УТ-88А-до НППУ	80	3	мин.вата	надземная	2012
от мин.ваты до опуска(УТ-88,88А) от подъема до УТ-88	80	17	НППУ	надземная	2012
ЦТП-17-УТ-88А, УТ-88А-УТ-153Б	125	78	мин.вата	надземная	2005
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
ЦТП-17- ж/д Нахимова, 25А, УТ-90А-Дом ребенка	40	83	мин.вата	канальная	2006
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
-	70	112	ППУ	бесканальная	2006
-	80	32	ППУ	бесканальная	2006
-	150	24	ППУ	бесканальная	2017
итого прямая		584			
<i>Сети ГВС от котельной №14 (обратная)</i>					
<i>в период 1990-1998 год надземная</i>					
-	40	40	мин.вата	надземная	1995
<i>в период 1990-1998 год в непроходных каналах</i>					
ж/д Нахимова,29-УТ-90А	32	28	мин.вата	канальная	1996
УТ-153А-ж/д Нахимова, 33	70	24	мин.вата	канальная	1995
<i>в период 1990-1998 год, проложенных в помещениях</i>					
-	70	143	мин.вата	в помещен	1996

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
в период с 2004 год надземная					
УТ-88А-до НППУ, ЦТП-17-УТ-88А, УТ-88А-УТ-153Б	70	81	мин.вата	надземная	2005
от мин.ваты до опуска(УТ-88,88А), от подъема до УТ-88	70	17	НППУ	надземная	2005
в период с 2004 год канальная					
ЦТП-17- ж/д Нахимова, 25А, УТ-90А-Дом ребенка	40	83	мин.вата	канальная	2007
в период с 2004 год бесканальная					
-	50	112	ППУ	бесканальная	2006
-	70	32	ППУ	бесканальная	2006
УТ-153Б-УТ-153	100	24	ППУ	бесканальная	2017
итого обратная		584			
ВСЕГО ЦТП в 1-но трубном		1168			
ВСЕГО ПО КОТ. №14 (в 1-но трубном исчислении)		23357			
4. Котельная №15					
Сети от котельной №15 (круглодичные)					
в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная					
УТ-94-УТ-95	100	51	мин.вата	канальная	1978
УТ-107Б-надземка	100	75	мин.вата	канальная	1987
УТ-145-ж/д Советская, 2А	100	18	мин.вата	канальная	1989
УТ-148-ж/д Советская, 4	100	9	мин.вата	канальная	1970
УТ-167-УТ-166А	100	27	мин.вата	канальная	1973
УТ-165-УТ-166	125	58	мин.вата	канальная	1973
УТ-213-ж/д Пр.Мира,10	150	18	мин.вата	канальная	1982
УТ-109-ж/д Московская, 2	150	118	мин.вата	канальная	1976
пер.диам-в 150х200-ЦТП-7	200	57	мин.вата	канальная	1985
УТ-305-УТ-107А	250	130	мин.вата	канальная	1987
УТ-107-УТ-107А	250	84	мин.вата	канальная	1987
УТ-302-УТ-302А	300	88	мин.вата	канальная	1989
в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещении					
т/с ж/д Школьная, 3А	80	60	мин.вата	в помещении	1973
ж/д Полевая, 10	100	72	мин.вата	в помещении	1974
ж/д Пр.Мира, 4/2	100	100	мин.вата	в помещении	1974
ж/д Московская, 2	150	12	мин.вата	в помещении	1976
т/с по ж/д Советская, 2	200	14	мин.вата	в помещении	1982
в период 1959 - 1989 год надземная					
надземка у ж/д Советская, 2	200	84	мин.вата	надземная	1982
УТ-302А-УТ-302Б	300	43	мин.вата	надземная	1989
УТ-302Б-УТ-302В	300	8	мин.вата	надземная	1989
в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах					

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Дн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-120А-т.Я	100	31	мин.вата	канальная	1990
УТ-109А-УТ-109	200	24	мин.вата	канальная	1996
хирургия-УТ-108	200	15	мин.вата	канальная	1996
УТ-107А-УТ-107Б	250	58	мин.вата	канальная	1996
УТ-121-УТ-115А	70	31	мин.вата	канальная	1990
УТ-115А-УТ-114	70	55	мин.вата	канальная	1990
УТ-114-УТ-114А	70	32	мин.вата	канальная	1990
<i>в период 1990 - 1997 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Полевая, 10	100	7	мин.вата	в помещении	1996
ж/д Полевая, 12	100	15	мин.вата	в помещении	1996
т/с по ЦТП-13	200	20	мин.вата	в помещении	1995
хирургия	200	18	мин.вата	в помещении	1996
административное здание	200	12	мин.вата	в помещении	1996
<i>в период 1990 - 1997 год надземная</i>					
УТ-95-магазины Ворошило	80	10	мин.вата	надземная	1993
УТ-302-ЦТП-8	200	55	мин.вата	надземная	1994
т.Б-УТ-235	600	290	мин.вата	надземная	1997
УТ-235-т.В	600	147	мин.вата	надземная	1997
УТ-1501-УТ-1502	700	159	мин.вата	надземная	1997
УТ-1502-т.Б	700	66	мин.вата	надземная	1997
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-110-Храм	50	131	ППУ	бесканальная	2002
т. Я-УТ-1201	50	90	ППУ	бесканальная	2003
УТ-1201-УТ-1202	50	25	ППУ	бесканальная	2003
ж/д Полевая, 12-д/с №9	70	47	мин.вата	канальная	1998
УТ-215-ж/д Полевая, 1	100	8	мин.вата	канальная	2002
УТ-239-ж/д Полевая, 16	100	15	мин.вата	канальная	2003
УТ-223-ж/д Полевая, 14	100	22	мин.вата	канальная	2003
УТ-148В-УТ-148Б	100	3	мин.вата	канальная	2003
УТ-148Б-УТ-148А	100	59	мин.вата	канальная	2003
УТ-209-угол пов. к ж/д пр. Мира,8	100	48	ППУ	бесканальная	2001
УТ-94В-УТ-94Б	100	68	ППУ	бесканальная	2002
УТ-140А-УТ-140	100	33	ППУ	бесканальная	2003
УТ-140-УТ-141	100	80	ППУ	бесканальная	2003
УТ-141-УТ-120А	100	93	ППУ	бесканальная	2003
УТ-106-УТ-106А	125	29	мин.вата	канальная	2003
УТ-215-УТ-213	200	161	ППУ	бесканальная	2001
УТ-107-хирургия	200	25	мин.вата	канальная	2000

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-290-пер. диам. 250х200 ЦТП-5	250	15	мин.вата	канальная	2001
УТ-280-ЦТП-4	250	396	ППУ	бесканальная	2003
УТ-263-УТ-209	300	174	ППУ	бесканальная	2001
УТ-249-УТ-280	350	79	ППУ	бесканальная	2003
УТ-290-УТ-263	400	334	ППУ	бесканальная	2001
<i>в период 1998 - 2003 год, проложенных в помещении</i>					
т/с по Мира, 16 в сторону ж/д 14	100	20	мин.вата	в помещении	2001
т/с по Мира,16	125	18	мин.вата	в помещении	2001
т/с по Мира,16	150	65	мин.вата	в помещении	2001
<i>в период 1998 - 2003 год надземная</i>					
т.С-аптека, Полевая	70	57	мин.вата	надземная	1998
т.Ш-УТ-110	100	148	НППУ	надземная	2001
УТ-142-УТ-140А	100	274	НППУ	надземная	2002
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
УТ-170-д/с №16	70	3	мин.вата	канальная	2018
ж/д Школьная, 3А-УТ-170	70	88	мин.вата	канальная	2006
УТ-236-д/с №8	70	53	мин.вата	канальная	2020
пер.диам 80х70-МДОУ №8	70	27	ППУ	канальная	2022
УТ-300-д/с №14, ул. 60 лет СССР,д.2	70	53	ППУ	канальная	2014
т.Б1-УТ-230а	80	1	мин.вата	канальная	2007
т.Е-ж/д Пр.Мира, 12	100	66	мин.вата	канальная	2005
т.В-УП у ж/д Полевая, 9	100	1	мин.вата	канальная	2007
ж/д Пр.Мира, 4/2-Пр.Мира, 2	100	71	мин.вата	канальная	2005
УТ-107-кот. №8	100	6	мин.вата	канальная	2008
УТ-166-ж/д Школьная, 3А	100	6	мин.вата	канальная	2008
УТ-213-ж/д Пр.Мира, 8	100	44	мин.вата	канальная	2009
УТ-222-ж/д Полевая, 10	100	8	мин.вата	канальная	2011
УТ-94В (врезка в камере)	100	3	мин.вата	канальная	2010
УТ-222А-ж/д Полевая, 8	100	3	мин.вата	канальная	2014
УТ-148А-УТ-148	100	16	мин.вата	канальная	2019
УТ-228-ж/д Полевая, 3	125	11	мин.вата	канальная	2018
УТ-143-УТ-142	125	29	мин.вата	канальная	2016
УТ-167А-УТ-167	125	24	мин.вата	канальная	2020
УТ-209-ж/д пр. Мира,16	125	22	мин.вата	канальная	2020
УТ-231-ж/д 60 лет СССР, 4	150	8	мин.вата	канальная	2005
УТ-166Б-УТ-166	150	41	мин.вата	канальная	2008
ж/д Московская, 2 - УТ 94	150	6	мин.вата	канальная	2010
УТ-166А-УТ-166Б	150	49	мин.вата	канальная	2019

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-223-УТ-222А	150	39	мин.вата	канальная	2018
УТ-227-УТ-223	150	21	мин.вата	канальная	2021
УТ-168-УТ-167А	150	34	мин.вата	канальная	2023
УТ-264-ЦТП-6	200	6	мин.вата	канальная	2009
врезка в УТ-208	200	5	мин.вата	канальная	2007
УТ-108-УТ-109А	200	45	мин.вата	канальная	2005
пер. диам. 250х200 - ЦТП-5	200	10	мин.вата	канальная	2016
УТ-165А-до надземки, Советская, 2	200	41	мин.вата	канальная	2016
ЦТП-13-УТ-168	200	29	мин.вата	канальная	2023
УТ-165-УТ-165А	250	10	мин.вата	канальная	2016
Территория больницы-УТ-107	30	47	ППУ	канальная	2022
Кот.15-УТ-1500	600	20	мин.вата	канальная	2004
УТ-1500-УТ-1501	600	29	мин.вата	канальная	2004
УТ-115А-приют	32	13	мин.вата	канальная	2018
т. Я-УТ-121	70	173	мин.вата	канальная	2004
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
Спускник УТ-1504 Котельный проезд	40	2	ППУ	бесканальная	2022
Спускник УТ-138В перемышка	40	2	ППУ	бесканальная	2022
УТ-1201-ж/д Центральная, 27	50	139	ППУ	бесканальная	2007
УТ-303-УТ-313 (на "Пассаж")	50	4	ППУ	бесканальная	2009
УТ-313-"Пассаж"	50	73	ППУ	бесканальная	2009
УТ-314-пр. Мира, 35	50	67	ППУ	бесканальная	2012
УТ-283А (спускник у ЦТП №2)	50	3	ППУ	бесканальная	2020
УТ-303-УТ-307 (на "Ургу")	70	4	ППУ	бесканальная	2009
УТ-94В-ж/д Московская, 3	70	30	ППУ	бесканальная	2010
УТ-191-детский развл. Центр	70	32	ППУ	бесканальная	2010
УТ-311-Автопаркинг по пр. Мира	70	145	ППУ	бесканальная	2010
УТ-307В-торг.-раз.комп.пр. Мира,17А	70	119	ППУ	бесканальная	2013
УТ-226-надземка Полевая, 6	70	16	ППУ	бесканальная	2014
УТ-1503А-здание пожарного депо	70	7	ППУ	бесканальная	2022
УТ-94Б-здание Институтская, 8А	70	31	ППУ	бесканальная	2023
УТ-229-ж/д Полевая, 5	80	13	ППУ	бесканальная	2007
УТ-230-пер.диам.80х70 в сторону д/с 8	80	25	ППУ	бесканальная	2007
УТ-231-ж/д Полевая, 7	80	8	ППУ	бесканальная	2007
УТ-232-ж/д Полевая, 9	80	11	ППУ	бесканальная	2007
УТ-94Б-ж/д Институтская, 8Б	80	6	ППУ	бесканальная	2011
УТ-148А-т/с ППМИ к ж/д Центр., 10	80	18	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-214-КДЦ	80	27	ППУ	бесканальная	2014

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-294-УТ-294А	80	18	ППУ	бесканальная	2015
от т/с ППМИ к ж/д Центральная, 10	80	24	ППУ	бесканальная	2016
УТ-255-т.А к Барские,1 Электронприбор	80	37	ППУ	бесканальная	2019
УТ-1503А-з/у автомаст. Котельный пр-д	80	160	ППУ	бесканальная	2022
УТ-294Б-Торговый центр "Копейка"	100	14	ППУ	бесканальная	2005
УТ-320-ж/д 60 лет СССР, 6	100	4	ППУ	бесканальная	2005
УТ-222-шк.№6	100	86	ППУ	бесканальная	2006
УТ-232-УТ-233	100	52	ППУ	бесканальная	2007
УТ-220-ж/д Полевая, 4	100	5	ППУ	бесканальная	2007
УТ-221-ж/д Мира, 4/1	100	60	ППУ	бесканальная	2007
ж/д Мира,16-ж/д Мира, 14	100	67	ППУ	бесканальная	2008
т.А - УТ1503	100	15	ППУ	бесканальная	2008
опуск (ж/д Полевая,13)-УТ-236	100	49	ППУ	бесканальная	2009
УТ-94-УТ-94В	100	26	ППУ	бесканальная	2010
ж/д Полевая, 10-12	100	45	ППУ	бесканальная	2013
УТ-215-ж/д Пр.Мира,8	100	15	ППУ	бесканальная	2018
УТ-233-ж/д Полевая,11	100	25	ППУ	бесканальная	2019
угол пов. к пр. Мира,8-ж/д Пр.Мира,8	100	9	ППУ	бесканальная	2022
УТ-1503-УТ-1503А Котельный проезд	100	7	ППУ	бесканальная	2022
УТ-138-УТ-94Д перемышка	100	207	ППУ	бесканальная	2022
УТ-106Б (спускник) Новый пр-д	100	1	ППУ	бесканальная	2022
УТ-238-УТ-239	125	10	ППУ	бесканальная	2006
УТ-106А-Администрация	125	16	ППУ	бесканальная	2004
УТ-256А-ж/д Полевая, 29	125	9	ППУ	бесканальная	2006
УТ-320А-т.Ц	125	7	ППУ	бесканальная	2005
УТ-228а-УТ-228	125	25	ППУ	бесканальная	2007
переход диаметров 150/125-УТ-231	125	33	ППУ	бесканальная	2007
УТ-231-УТ-232	125	54	ППУ	бесканальная	2007
УТ-232-переход диаметров 125/100	125	4	ППУ	бесканальная	2007
УТ-258А-ж/д Павла Блинова,8	125	126	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284В-ж/д Барские пруды, 3	125	42	ППУ	бесканальная	2008
УТ-307Б-ж/д Мира, 31, ввод 1	125	37	ППУ	бесканальная	2008
т.Б-ж/д Мира, 31, ввод 2	125	70	ППУ	бесканальная	2008
УТ-312-Спутник	125	57	ППУ	бесканальная	2008
опуск в заборе конторы-УТ-321	125	16	ППУ	бесканальная	2013
УТ-145А-ж/д Центральная, 10А	125	49	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-222А-УТ-222	125	62	ППУ	бесканальная	2014
УТ-283-УТ-283А-т.А на ГЗУ на шк.1	125	22	ППУ	бесканальная	2020

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
т.А на ГЗУ-МОУ СОШ №1	125	24	ППУ	бесканальная	2020
т.А-УТ-229	150	94	ППУ	бесканальная	2007
УТ-229-УТ-230	150	55	ППУ	бесканальная	2007
УТ-230-т.Б	150	3	ППУ	бесканальная	2007
УТ-218-уг.повор. ж/д Пр.Мира, 6	150	15	ППУ	бесканальная	2007
УТ-219-УТ-220	150	97	ППУ	бесканальная	2007
УТ-220-УТ-221	150	51	ППУ	бесканальная	2007
УТ-221-ж/д Мира, 4/2	150	3	ППУ	бесканальная	2007
УТ-264-отеч.труб-д 159/250	150	98	ППУ	бесканальная	2007
УТ-304А-ж/д Мира, 29	150	202	ППУ	бесканальная	2007
УТ-207-ЦТП-12	150	53	ППУ	бесканальная	2008
т.В(переход диам.)-УТ-144	150	34	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-144-УТ-145	150	34	ППМИ	бесканальная	2013
уг.повор. к ж/д Мира,6-ж/д Пр.Мира, 6	150	35	ППУ	бесканальная	2019
УТ-283-УТ-283А	150	103	ППУ	бесканальная	2020
УТ-283А-ЦТП 2	150	21	ППУ	бесканальная	2020
Отеч.труб-д 159/250-пер.диам.150х200	150	57	ППУ	бесканальная	2021
УТ-216-УТ-215	200	56	ППУ	бесканальная	2006
УТ-1504-ж/д Полевая, 2	200	10	ППУ	бесканальная	2005
УТ-169А-ЦТП-13	200	3	ППУ	бесканальная	2006
УТ-244А-УТ-245	200	120	ППУ	бесканальная	2004
УТ-245-УТ-256А	200	107	ППУ	бесканальная	2004
УТ-171А-УТ-172	200	77	ППУ	бесканальная	2004
УТ-227-УТ-228а	200	54	ППУ	бесканальная	2007
УТ-228а-т.А	200	6	ППУ	бесканальная	2007
ж/д Полевая, 2-УТ-219	200	49	ППУ	бесканальная	2007
УТ-219-УТ-218	200	6	ППУ	бесканальная	2007
т.1-УТ-208	200	20	ППУ	бесканальная	2007
УТ-305-ЦТП-10	200	10	ППУ	бесканальная	2005
УТ-304-УТ-306А	200	64	ППУ	бесканальная	2008
УТ-306А-т.А	200	8	ППУ	бесканальная	2008
т.А-УТ-307А	200	75	ППУ	бесканальная	2008
УТ-208-УТ-207	200	48	ППУ	бесканальная	2008
УТ-145-УТ-145А	200	27	ППУ	бесканальная	2009
УТ-307А-УТ-311-УТ-307Б	200	97	ППУ	бесканальная	2008
УТ-307Б-т.Б	200	6	ППУ	бесканальная	2008
ж/д Советская, 2-УТ-145	200	22	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-145А-т.А	200	84	ППМИ	бесканальная	2013

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
т.А-ЦТП-14	200	6	ППМИ	бесканальная	2013
т.А-УТ-147	200	17	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-147-УТ-146	200	54	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-146-т.В(переход диам.)	200	23	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-263-УТ-263А	200	14	ППУ	бесканальная	2006
УТ-249-ЦТП-1	200	123	ППУ	бесканальная	2020
УТ-280-УТ-283	200	91	ППУ	бесканальная	2020
т.А-УТ-165	250	52	ППУ	бесканальная	2006
УТ-243-УТ-243А	250	40	ППУ	бесканальная	2005
УТ-243А-УТ-244А	250	77	ППУ	бесканальная	2005
УТ-263А-УТ-265	250	95	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-265-УТ-264	250	21	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-1504-УТ-217	300	41	ППУ	бесканальная	2005
УТ-208Б-УТ-106	300	78	ППУ	бесканальная	2004
от УТ-171-УТ-169А	300	65	ППУ	бесканальная	2006
УТ-169А-т.А	300	9	ППУ	бесканальная	2006
УТ-217А-УТ-171А	300	117	ППУ	бесканальная	2004
УТ-209-УТ-208а	300	105	ППУ	бесканальная	2007
УТ-208А-т.1	300	5	ППУ	бесканальная	2007
т.1-УТ-208Б	300	108	ППУ	бесканальная	2007
УТ-304-УТ-305	300	125	ППУ	бесканальная	2005
УТ-303-УТ-303А	300	41	ППУ	бесканальная	2009
УТ-303А-переход диаметров	300	2	ППУ	бесканальная	2009
УТ-106-до территории больницы	300	167	ППУ	бесканальная	2022
УТ-304А-УТ-304	350	109	ППУ	бесканальная	2007
УТ-302В-УТ-303	350	134	ППУ	бесканальная	2007
УТ-303-переход диаметров	350	8	ППУ	бесканальная	2009
переход диаметров-УТ-304А	350	4	ППУ	бесканальная	2009
УТ-227-УТ-226	400	96	ППУ	бесканальная	2005
УТ-226-УТ-1504	400	172	ППУ	бесканальная	2005
УТ-300-УТ-301А	400	241	ППУ	бесканальная	2007
УТ-301А-УТ-315	400	62	ППУ	бесканальная	2007
УТ-315-УТ-302	400	81	ППУ	бесканальная	2007
переход диаметра-УТ-299	400	9	ППУ	бесканальная	2013
УТ-299-УТ-295	400	58	ППУ	бесканальная	2013
УТ-295-УТ-300	400	247	ППУ	бесканальная	2013
т.Г-УТ-227	450	159	ППУ	бесканальная	2005
УТ-242-УТ-243	450	279	ППУ	бесканальная	2004

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-243-УТ-249	450	23	ППУ	бесканальная	2004
УТ-299А-УТ-320	450	32	ППУ	бесканальная	2005
УТ-320-УТ-320А	450	22	ППУ	бесканальная	2005
УТ-320А-т.А	450	53	ППУ	бесканальная	2005
т.А-УТ-290	450	60	ППУ	бесканальная	2005
УТ-235-УТ-238	500	225	ППУ	бесканальная	2006
УТ-238-т.Г	500	23	ППУ	бесканальная	2005
УТ-294А-УТ-294Б	500	50	ППУ	бесканальная	2005
УТ-294Б-УТ-299А	500	144	ППУ	бесканальная	2005
УТ-299А-переход диаметра	500	31	ППУ	бесканальная	2005
УТ-242-УТ-294	500	94	ППУ	бесканальная	2015
УТ-294-угол поворота	500	10	ППУ	бесканальная	2015
т.В-УТ-242	600	34	ППУ	бесканальная	2004
УТ-243А-17эт. ж/д Полевая	100	19	ППУ	бесканальная	2005
УТ-243А-17эт. ж/д Полевая	125	19	ППУ	бесканальная	2005
<i>в период с 2004 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Советская, 2 (транзит на стомат.)	50	7	мин.вата	в помещении	2019
т/с по ЦТП-5	125	24	мин.вата	в помещении	2006
ж/д Полевая, 2	250	7	мин.вата	в помещении	2005
<i>в период с 2004 год надземная</i>					
УТ-165Б-Советская,2 (на стоматол.)	50	1	мин.вата	надземная	2019
УТ-1502 - т.А	100	14	НППМИ	надземная	2023
УТ-234-опуск в Ф100 ППУ	100	102	НППУ	надземная	2010
ЦТП-5-УТ-234	125	40	мин.вата	надземная	2006
УТ-234-ж/д Полевая, 13	125	11	мин.вата	надземная	2006
т.Ц-здание конторы	125	25	мин.вата	надземная	2005
Здание конторы - опуск	125	17	мин.вата	надземная	2013
т.Ц-т.Ц1	125	1	НППУ	надземная	2005
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
УТ-321-ж/д №4, ул. 60 лет СССР	100	8	мин.вата	канальная	2010
ж/д №4, ул. 60 лет СССР-УТ-321	80	8	мин.вата	канальная	2010
ИТОГО ПРЯМАЯ		14336			
ИТОГО ОБРАТНАЯ		14032			
<i>Сети от котельной №15 (зимние)</i>					
<i>в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-104-ж/д Новый проезд, 9	40	12	мин.вата	канальная	?
УТ-104-ж/д Новый проезд, 11	40	22	мин.вата	канальная	?
УТ-103А-ж/д Новый проезд, 5	40	10	мин.вата	канальная	1974

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-102-УТ-102А	50	17	мин.вата	канальная	1974
УТ-141-УТ-141А	50	1	мин.вата	канальная	1970
УТ-141-ж/д Центральная, 20	50	33	мин.вата	канальная	1970
УТ-96-УТ-96Б	50	33	мин.вата	канальная	1978
УТ(акт №7)-ж/д Школьная, 1А	50	23	мин.вата	канальная	?
УТ-144-ЖСК Восток	70	14	мин.вата	канальная	1973
ПЕРЕХОД ДИАМ-В 80Х70-УТ (акт №7)	70	35	мин.вата	канальная	?
УТ-146-ж/д Институтская, 17	80	8	мин.вата	канальная	1986
УТ-101-переход диам-в 80х70	80	40	мин.вата	канальная	?
УТ-207-Московская,2А	80	31	мин.вата	канальная	1973
УТ-140А-ж/д Институтская,19	100	45	мин.вата	канальная	1970
УТ-245-ж/д Полевая,23 вв 2	100	5	мин.вата	канальная	1989
УТ-208-пр. Мира,13	100	11	мин.вата	канальная	1976
УТ-207-пр. Мира,11	100	7	мин.вата	канальная	1983
ЦТП-7-УТ-298	150	10	мин.вата	канальная	1985
ЦТП-6-УТ-297	200	2	мин.вата	канальная	1986
УТ-250-УТ-252	200	110	мин.вата	канальная	1982
ЦТП-2-ж/д 60 лет СССР, 5	200	55	мин.вата	канальная	1985
<i>в период 1959 - 1989 год, надземные</i>					
УТ-259А-пр. Мира,17	100	1	мин.вата	надземная	1982
<i>в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Школьная, 2	100	14	мин.вата	в помещении	1979
т/с по ЦТП-7	150	26	мин.вата	в помещении	1985
ж/д 60 лет СССР, 5	200	5	мин.вата	в помещении	1985
<i>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</i>					
ЦТП-5-УТ-296	100	10	мин.вата	канальная	1993
УТ-296А-ж/д Полевая, 13а	100	25	мин.вата	канальная	1993
ЦТП-2-УТ-281	100	55	мин.вата	канальная	1996
УТ-281-УТ-281А	100	83	мин.вата	канальная	1996
УТ-281А-УТ-282	100	67	мин.вата	канальная	1996
УТ-282-ж/д Барские пруды, 9	100	8	мин.вата	канальная	1996
т/с к моргу	100	12	мин.вата	канальная	1996
ЦТП-10-ж/д Пр. Мира, 17	100	6	мин.вата	канальная	1995
УТ-106В-ж/д Пр. Мира, 15	100	4	мин.вата	канальная	1995
Администрация-УТ-106В	100	26	мин.вата	канальная	2015
УТ-291-УТ-292	200	21	мин.вата	канальная	1997
<i>в период 1990 - 1997 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Проезд десантников,3	125	140	мин.вата	в помещении	1994

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
<i>в период 1990 - 1997 год надземная</i>					
магазины Ворошило	80	14	мин.вата	надземная	1993
ЦТП-10-ж/д Пр. Мира, 17	100	28	мин.вата	надземная	1995
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-99А-ж/д Школьная, 6	50	3	мин.вата	канальная	2002
УТ-111-Инфекционный корпус	50	21	мин.вата	канальная	2003
УТ-140-ДЦТ	50	18	ППУ	бесканальная	2003
УТ-288-ж/д Барские пруды, 5, вв.4	70	14	мин.вата	канальная	1998
УТ-288-УТ-289	70	19	мин.вата	канальная	1999
УТ-289-ж/д Барские пруды, 5, вв.5	70	9	мин.вата	канальная	1999
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19, вв.2	70	17	мин.вата	канальная	2002
УТ-99-УТ-99А	80	46	мин.вата	канальная	2002
УТ-111-Роддом	80	75	мин.вата	канальная	2002
т/с к гаражу	80	28	мин.вата	канальная	2003
УТ-109А-УТ-108А	80	16	мин.вата	канальная	2003
УТ-108А-поликлиника	80	9	мин.вата	канальная	2003
УТ-309-ж/д Пр. Мира, 27	80	72	ППУ	бесканальная	2000
УТ-107Б-УТ-112	100	17	мин.вата	канальная	2003
УТ-112-УТ-111	100	20	мин.вата	канальная	2003
ж/д Центральная 10А-УТ-148В	100	5	мин.вата	канальная	2003
УТ-263-ж/д Полевая, 25, вв.3	100	26	мин.вата	канальная	2018
УТ-284А-ж/д пр. Павла Блинова, 2	100	56	ППУ	бесканальная	2002
УТ-284А-ж/д пр. Павла Блинова, 4	100	14	ППУ	бесканальная	2002
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19, вв.3	100	79	ППУ	бесканальная	2002
УТ-308-ж/д Пр.Мира, 19, вв.1	125	14	мин.вата	канальная	2002
УТ-284-УТ-284А	125	53	ППУ	бесканальная	2002
УТ-308-УТ-309	125	59	ППУ	бесканальная	2002
УТ-309-УТ-310	125	62	ППУ	бесканальная	2002
УТ-304-УТ-308	150	46	ППУ	бесканальная	2002
ЦТП-1-УТ-250	250	15	мин.вата	канальная	2000
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
УТ-96А-ж/д Московская, 1	40	3	мин.вата	канальная	2008
УТ-97-ж/д Московская, 1а	40	3	мин.вата	канальная	2008
УТ-99-ж/д Школьная, 4	40	3	мин.вата	канальная	2008
УТ-103А-надз. ж/д Новый проезд, 7	40	16	мин.вата	канальная	2015
УТ-98-ж/д Институтская, 6	40	3	мин.вата	канальная	2016
ж/д 60 лет СССР, 5-молочная кухня	40	32	мин.вата	канальная	2016
УТ-113-ж/д Новый проезд, 4	40	20	мин.вата	канальная	2017

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-102А-ж/д Новый проезд, 1	40	12	мин.вата	канальная	2018
УТ-102А-ж/д Новый проезд, 3	40	18	мин.вата	канальная	2018
УТ-113-ж/д Новый проезд, 2	40	10	мин.вата	канальная	2018
УТ-170-ГЖУ	50	55	мин.вата	канальная	2006
УТ-112-Пищевблок	50	33	мин.вата	канальная	2004
от административного здания	50	26	мин.вата	канальная	2004
УТ-103-УТ-103А	50	8	мин.вата	канальная	2016
пер.диам-в 80х50-УТ-158А	50	33	мин.вата	канальная	2016
УТ-142А-ж/д Центральной, 12	50	10	мин.вата	канальная	2016
УТ-263-ж/д Полевая, 25, вв.2	50	24,5	мин.вата	канальная	2018
УТ-98-ж/д Институтская, 4	50	55	мин.вата	канальная	2018
УТ-97-УТ-98	50	40	мин.вата	канальная	2018
УТ-103-УТ-104	50	73	мин.вата	канальная	2019
УТ-99А-ж/д Школьная, 8	50	50	мин.вата	канальная	2023
УТ-96А-УТ-96	70	13	мин.вата	канальная	2008
УТ-298-д/с №21	70	45	мин.вата	канальная	2006
УТ-100-УТ-99	70	18	мин.вата	канальная	2008
УТ-94Б-УТ-94Д	70	15	мин.вата	канальная	2016
УТ-142А-ж/д Школьная, 11	70	24	мин.вата	канальная	2016
УТ-257-ж/д Полевая,25А вв 1	70	3	мин.вата	канальная	2017
УТ-148-ж/д Центральная, 8	70	25	мин.вата	канальная	2019
УТ-143-ж/д Школьная, 9	70	50	мин.вата	канальная	2019
пер.д.80х70- ж/д Школьная,2	70	31	мин.вата	канальная	2019
УТ-95-УТ-96А	70	41	мин.вата	канальная	2022
УТ-252-д/с №22	80	54	мин.вата	канальная	2006
УТ-262-ж/д Полевая, 25, вв. 1	80	12	мин.вата	канальная	2017
УТ-270-ж/д Полевая, 19	80	88	мин.вата	канальная	2008
УТ-96-УТ-97	80	14	мин.вата	канальная	2008
УТ-167А-ж/д Советская,8А	80	15	мин.вата	канальная	2008
УТ-166А-ж/д Школьная,1Б	80	13	мин.вата	канальная	2008
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 9	80	12	мин.вата	канальная	2012
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 7	80	35	мин.вата	канальная	2013
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 3	80	18	мин.вата	канальная	2020
УТ-306-ж/д Пр. Мира, 23	80	33	мин.вата	канальная	2014
УТ-304-ж/д Пр. Мира, 21	80	48	мин.вата	канальная	2017
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15, вв.1	80	86	мин.вата	канальная	2016
УТ-257-ж/д Полевая,25А вв 2	80	6	мин.вата	канальная	2017
УТ-142-школа №1	80	40	мин.вата	канальная	2017

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-307-ж/д Пр. Мира, 25	80	22	мин.вата	канальная	2017
УТ-166Б-ж/д Школьная, 2А	80	16	мин.вата	канальная	2018
УТ-147-Школьная, 7А	80	16	мин.вата	канальная	2019
ж/д Школьная, 2-УТ-100	80	30	мин.вата	канальная	2019
УТ-101-пер.д.80х70 к ж/д Школьная, 2	80	52	мин.вата	канальная	2020
УТ-101-УТ-102	100	22	мин.вата	канальная	2004
УТ-102-УТ-103	100	63	мин.вата	канальная	2004
УТ-169-ж/д Московская, 1Б	100	18	мин.вата	канальная	2008
УТ-168-ж/д Пр.Мира, 9	100	8	мин.вата	канальная	2008
УТ-278-ж/д пр. Мира, 18А	100	3	мин.вата	канальная	2013
УТ-292-шк.№7 вв.1	100	30	мин.вата	канальная	2014
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15, вв.2	100	40	мин.вата	канальная	2017
УТ-256-УТ-257	100	20	мин.вата	канальная	2017
УТ-251-ж/д 60 лет СССР, 11	100	35	мин.вата	канальная	2020
УТ-107-кот. №8	100	6	мин.вата	канальная	2008
УТ-262-УТ-263	125	34	мин.вата	канальная	2005
угол поворота-УТ-169	125	58	мин.вата	канальная	2008
УТ-109-Главный корпус	125	5	мин.вата	канальная	2010
УТ-292-школа №7, вв.2	125	100	мин.вата	канальная	2014
УТ-250-УТ-251	125	61	мин.вата	канальная	2016
УТ-262-УТ-270	125	46	мин.вата	канальная	2016
УТ-167А-угол поворота	125	28	мин.вата	канальная	2017
УТ-103-УТ-104А	125	55	мин.вата	канальная	2021
ЦТП-3-УТ-262	150	49	мин.вата	канальная	2006
УТ-297-ж/д Пр.Мира, 20	150	45	мин.вата	канальная	2016
т.М-УТ-291	200	48	мин.вата	канальная	2007
ж/д Полевая, 23-УТ-244Б	200	18	мин.вата	канальная	2015
УТ-244Б-ЦТП-3	200	8	мин.вата	канальная	2015
ЦТП-4-УТ-284	250	24	мин.вата	канальная	2006
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
УТ-104А-ж/д Новый проезд, 6	40	14	ППМИ	бесканальная	2017
УТ-104А-ж/д Новый проезд, 8	40	11	ППМИ	бесканальная	2017
УТ-142А-ж/д Центральная, 14	40	80	ППУ	бесканальная	2019
УТ-258-ЭЖК Полевая	50	20	ППУ	бесканальная	2008
пер.диам.ППУ70х50-угол пов.к магаз.	50	46	ППУ	бесканальная	2018
УТ-106-ж/д Новый проезд, 10	50	20	ППУ	бесканальная	2021
УТ-94Е-ж/д Институтская, 6А	50	50	ППУ	бесканальная	2022
УТ-304-д/с №12	70	46	ППУ	бесканальная	2008

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-285-ж/д Барские пруды, 5 (вв.1)	70	14	ППУ	бесканальная	2011
УТ-287-ж/д Барские пруды, 5 (вв.3)	70	24	ППУ	бесканальная	2011
УТ-142А-пер.диам.ППУ70х50 на магазин	70	64	ППУ	бесканальная	2011
УТ-284А-ж/д Павла Блинова, 6	80	15	ППУ	бесканальная	2005
УТ-306А-УТ-306	80	7	ППУ	бесканальная	2008
УТ-307А-УТ-307	80	9	ППУ	бесканальная	2008
УТ-287-УТ-288	80	59	ППУ	бесканальная	2011
УТ-282-ж/д Барские пруды, 7	80	36	ППУ	бесканальная	2013
УТ-270-ж/д Полевая, 21	80	29	ППУ	бесканальная	2013
УТ-147А-УТ-142А	80	186	ППУ	бесканальная	2018
УТ-169-ж/д Московская, 2Б	80	85	ППУ	бесканальная	2021
УТ-256-УТ-258	100	74	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258-ж/д Полевая, 27Г	100	41	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258А-ж/д Полевая, 27А	100	5	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284В-ж/д Барские пруды, 1	100	62	ППУ	бесканальная	2008
УТ-286-ж/д Барские пруды, 5 (вв.2)	100	8	ППУ	бесканальная	2011
УТ-286-УТ-287	100	75	ППУ	бесканальная	2011
УТ-297-УТ-278	100	23	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-315-ж/д пр. Десантников,5	100	86	ППУ	бесканальная	2014
УТ-300А-УТ-300Б (без спускника)	100	10	ППУ	бесканальная	2015
УТ-301А-ж/д пр.Десантников, 7	125	37	ППУ	бесканальная	2005
УТ-298-пр. Мира,22	125	72	ППУ	бесканальная	2006
УТ-256-УТ-258А	125	94	ППУ	бесканальная	2008
УТ-285-УТ-286	125	57	ППУ	бесканальная	2011
УТ-265-ж/д пр. Мира, 20А	125	49	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-208Б-УТ-104А	150	65	ППУ	бесканальная	2004
УТ-302-ж/д Пр.десантников, 3	150	24	ППУ	бесканальная	2004
УТ-302Б-ж/д Пр.Мира,24/1	150	42	ППУ	бесканальная	2004
УТ-284-УТ-284А	150	24	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284А-УТ-284В	150	72	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284-УТ-285	150	42	ППУ	бесканальная	2011
УТ-295-ж/д 60 лет СССР,1	150	25	ППУ	бесканальная	2014
УТ-291-ж/д пр. Десантник, 11	200	143	ППУ	бесканальная	2004
УТ-244А-ж/д Полевая,23 вв 1	200	8	ППУ	бесканальная	2005
УТ-256А-УТ-256	200	29	ППУ	бесканальная	2004
в период с 2004 год, проложенных в помещении					
т/с по дому 60 лет СССР,5	40	37	мин.вата	в помещении	2004
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	150	5	мин.вата	в помещении	2004

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
ж/д Пр. Мира, 24/1	150	16	мин.вата	в помещении	2004
т/с по ЦТП-3	150	15	мин.вата	в помещении	2015
ж/д Полевая, 23 вв 1	200	5	мин.вата	в помещении	2005
<i>в период с 2004 года надземная</i>					
ж/д Новый проезд, 9	40	8	мин.вата	надземная	2012
ж/д Новый проезд, 11	40	8	мин.вата	надземная	2012
ж/д Новый проезд, 7	40	6	мин.вата	надземная	2015
ж/д Новый проезд, 5	40	3	мин.вата	надземная	2015
ж/д Новый проезд, 6	40	3	мин.вата	надземная	2017
ж/д Новый проезд, 8	40	3	мин.вата	надземная	2017
ж/д Новый проезд, 2	40	3	мин.вата	надземная	2018
ж/д Новый проезд, 4	40	3	мин.вата	надземная	2018
ж/д Новый проезд, 1	40	3	мин.вата	надземная	2018
ж/д Новый проезд, 3	40	3	мин.вата	надземная	2018
ж/д Новый проезд, 10	50	3	мин.вата	надземная	2012
т/с вдоль ЦТП №3	150	16	мин.вата	надземная	2015
Итого		6231			
ВСЕГО В 1-НО ТРУБНОМ		40829			
<i>Характеристика водяных тепловых сетей на балансе после ЦТП</i>					
<i>Сети ГВС от ЦТП круглогодичные (прямая)</i>					
<i>в период 1959 - 1990 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-144-ЖСК Восток	70	14,0	мин.вата	канальная	1973
УТ-146-ж/д Институтская, 17	70	8,0	мин.вата	канальная	1986
УТ-207-Московская, 2А	70	31,0	мин.вата	канальная	1973
УТ-208-пр. Мира, 11	70	7,0	мин.вата	канальная	1983
УТ-208-пр. Мира, 13	80	11,0	мин.вата	канальная	1976
УТ-245-ж/д Полевая, 23 вв 2	100	5,0	мин.вата	канальная	1987
УТ-250-УТ-252	125	110,0	мин.вата	канальная	1982
ЦТП 6 - УТ 297	150	2,0	мин.вата	канальная	1986
ЦТП-7-УТ-298	150	10,0	мин.вата	канальная	1973
ЦТП-2-ж/д 60 лет СССР, 5	150	55,0	мин.вата	канальная	1984
УТ-278-ж/д пр. Мира, 18А	150	3,0	мин.вата	канальная	1984
ЦТП-1-УТ 250	200	15,0	мин.вата	канальная	1985
<i>в период 1959 - 1989 год, надземные</i>					
УТ-259А--пр.Мира, 17	100	1,0	мин.вата	надземная	1982
<i>в период 1959 - 1990 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Полевая, 23	150	5,0	мин.вата	в помещении	1987
<i>в период 1990 - 1998 год в непроходных каналах</i>					

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
хирургия-УТ-108	50	15,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-108-УТ-109А	50	45,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-166-Школьная,3А	50	6,0	мин.вата	канальная	1994
УТ-288-ж/д Барские пр, вв 4	70	14,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-288-УТ-289	70	19,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-289-ж/д Барские пр, вв 5	70	9,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-167-УТ-169	70	32,0	мин.вата	канальная	1994
УТ-112-Пищевблок	70	33,0	мин.вата	канальная	1996
ЦТП-5-УТ-296	80	10,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-282-ж/д Барские пр, 9	80	8,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-167-УТ-166А	80	27,0	мин.вата	канальная	1994
УТ-166А-УТ-166Б	80	49,0	мин.вата	канальная	1994
УТ-107Б-УТ-112	80	17,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-106В-ж/д пр. Мира,15	80	4,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-4-пр.Мира,24/3	80	10,50	мин.вата	канальная	1994
ЦТП-2-УТ-281	100	34,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-281-УТ-282	100	30,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-107Б-УТ-107А	100	58,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-107А-УТ-107	100	84,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-107-кот. №8	100	6,0	мин.вата	канальная	1996
ЦТП-10-ж/д Пр.Мира, 17	100	6,0	мин.вата	канальная	1995
УТ-148В-УТ-148Б	100	3,0	мин.вата	канальная	1991
УТ-148Б-УТ-148А	100	59,0	мин.вата	канальная	1991
от ж/д Центр.10А-УТ-148В	100	5,0	мин.вата	канальная	1990
УТ-4-пр.Мира,24/2	100	7,0	мин.вата	канальная	1998
УТ-4-пр.Мира,24/3	100	10,5	мин.вата	канальная	1994
УТ-4-пр.Мира,24/2	125	7,00	мин.вата	канальная	1998
УТ-147-ж/д Центральная, 10А	150	50,0	мин.вата	канальная	1990
УТ-167А-УТ-167	150	24,0	мин.вата	канальная	1995
<i>в период 1990 - 1998 год, проложенных в помещении</i>					
хирургия	80	18,0	мин.вата	в помещении	1996
ж/д Центральная, 10А	80	10,0	мин.вата	в помещении	1990
Центр. 10А(от поворота-т.Ю)	80	40,0	мин.вата	в помещении	1990
Центр. 10А(от т.Ю-вниз)	100	4,0	мин.вата	в помещении	1990
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	125	5,0	мин.вата	в помещении	1994
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	125	140,0	мин.вата	в помещении	1994
<i>в период 1990 - 1998 год надземная</i>					
ЦТП-10-ж/д Пр.Мира, 17	100	28,0	мин.вата	надземная	1995

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
ЦТП-8-УТ-302	150	55,0	мин.вата	надземная	1994
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
т/с к гаражу	25	28,0	мин.вата	канальная	2002
от адм. Здания	25	26,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-111-Инф.корпус	32	21,0	мин.вата	канальная	2003
УТ-111-Роддом	40	75,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-109А-УТ-108А	40	16,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-108А-поликлиника	40	9,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-252-д/с №22	50	54,0	мин.вата	канальная	2001
т/с к моргу	50	13,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19 вв 2	50	17,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-109А-УТ-109	50	24,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-309-ж/д Пр. Мира, 27	70	72,0	ППУ	бесканальная	2000
УТ-107-хирургия	80	25,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-112-УТ-111	80	21,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-308-ж/д Пр.Мира, 19 вв 1	80	14,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-284А-ж/д пр.П.Блинова,2	80	56,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-284А-ж/д пр.П.Блинова,4	80	14,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19 вв 3	80	79,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-284-УТ-284А	100	53,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-308-УТ-309	100	59,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-309-УТ-310	100	62,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-304-УТ-308	125	46,0	ППУ	бесканальная	2002
<i>в период 1998 - 2003 год, проложенных в помещении</i>					
административное здание	50	12,0	мин.вата	в помещении	2000
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
ж/д 60 лет СССР, 5-молочка	40	32,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-298-д/с №21	50	45,0	мин.вата	канальная	2006
УТ-263-ж/д Полевая, 25 вв 2	50	12,0	мин.вата	канальная	2018
УТ-167А-ж/д Советская,8А	50	15	мин.вата	канальная	2008
УТ-166А-ж/д Школьная,1Б	50	13	мин.вата	канальная	2008
УТ-166Б-ж/д Школьная, 2А	50	16	мин.вата	канальная	2008
УТ-109-Гл.корпус	50	5,0	мин.вата	канальная	2010
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 9	50	12,0	мин.вата	канальная	2012
УТ-166Б-УТ-166	50	41,00	мин.вата	канальная	2008
УТ-292-шк.№7 вв.1	50	30,00	мин.вата	канальная	2014
УТ-143-ж/д Школьная, 9	50	50,0	мин.вата	канальная	2019
УТ-169-ж/д Московская, 16	70	18,0	мин.вата	канальная	2008

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-168-ж/д Пр.Мира, 9	70	8,0	мин.вата	канальная	2008
УТ-270-ж/д Полевая, 19	70	88,0	мин.вата	канальная	2008
УТ-148А-УТ-148	70	16,00	мин.вата	канальная	2013
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 7	70	35,00	мин.вата	канальная	2013
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 3	70	18,0	мин.вата	канальная	2020
УТ-306-ж/д Пр. Мира, 23	70	33,0	мин.вата	канальная	2014
УТ-304-ж/д Пр. Мира, 21	70	48,0	мин.вата	канальная	2017
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 1	70	86,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-257-ж/д Полевая,25А вв1	70	3,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-307-ж/д Пр. Мира, 25	70	22,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-147-Школьная,7А	70	16,0	мин.вата	канальная	2022
УТ-148-ж/д Центральная, 8	70	25,00	мин.вата	канальная	2019
Администрация-УТ-106В	80	26,0	мин.вата	канальная	2015
УТ-262-ж/д Полевая, 25 вв 1	80	12,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-263-ж/д Полевая, 25 вв 3	80	26,0	мин.вата	канальная	2018
УТ-257-ж/д Полевая,25А вв2	80	6,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-296-ж/д Полевая,13а	80	25,0	мин.вата	канальная	2016
пр. Десантн.3 - Пр.десантн.,5	80	36,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-143-УТ-142	80	29,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-142-шк. №1	80	40,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-251-ж/д 60 лет СССР, 11	80	35,0	мин.вата	канальная	2020
60 лет СССР, 5-60 лет СССР,1	100	20,0	мин.вата	канальная	2007
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 2	100	40,0	мин.вата	канальная	2017
ЦТП-8-УТ-4	100	35,00	мин.вата	канальная	2009
УТ-292-шк.№7 вв.2	100	100,00	мин.вата	канальная	2014
УТ-250-УТ-251	100	61,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-262-УТ-270	100	46,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-256-УТ-257	100	20,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-291-УТ-292	100	21,0	мин.вата	канальная	2019
УТ-262-УТ-263	100	34,0	мин.вата	канальная	2020
ЦТП-3-УТ-262	125	49,0	мин.вата	канальная	2006
ЦТП-14-г.Э	150	18,0	мин.вата	канальная	2004
т.М-УТ-291	150	48,0	мин.вата	канальная	2007
ЦТП-8-УТ-4	150	35,00	мин.вата	канальная	2009
УТ 297-ж/д Пр.Мира, 20	150	45,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-168-УТ-167А	150	34,0	мин.вата	канальная	2023
ЦТП-13-УТ-168	150	29,0	мин.вата	канальная	2023
УТ-244Б-ж/д Полевая,23 вв 1	200	17,0	мин.вата	канальная	2015

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
ЦТП-4-УТ-284	200	24,0	мин.вата	канальная	2006
ЦТП-3-УТ-244Б	200	8,0	мин.вата	канальная	2015
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>					
УТ-258-ЭЖК Полевая	50	20,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-169-ж/д Московская, 26	50	85,0	ППУ	бесканальная	2021
УТ-306А-УТ-306	70	7,0	ППУ	бесканальная	2008
т.А-УТ-307А	70	75,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-307А-УТ-307	70	9,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-285-ж/д Барск. пр., 5 (вв.1)	70	14,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-287-ж/д Барск. пр., 5 (вв.3)	70	24,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-287-УТ-288	80	59,00	ППУ	бесканальная	2011
УТ-304-д/с №12	70	46,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-282-ж/д Барские пр, 7	70	36,0	ППУ	бесканальная	2013
УТ-270-ж/д Полевая, 21	70	29,00	ППУ	бесканальная	2013
УТ-284А-ж/д П.Блинова,6	80	15,0	ППУ	бесканальная	2005
УТ-304-УТ-306А	80	64,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-306А-т.А	80	8,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258-ж/д Полевая,27Г	80	41,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-256-УТ-258А	80	94,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258А-ж/д Полевая,27А	80	5,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-207-УТ-208	80	48,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-286-ж/д Барск.пр.,5 (вв.2)	80	8,0	ППУ	бесканальная	2011
пр. Мира 22- Пр.Мира,24/1	100	80,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-256-УТ-258	100	74,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284А-ж/д Барские пр.,1	100	134,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-286-УТ-287	100	75,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-285-УТ-286	100	57,00	ППУ	бесканальная	2011
УТ-278-ж/д пр. Мира, 20А	100	70,00	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-291-ж/д Десантников,11	125	143,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	125	24,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-298-ж/д пр. Мира,22	125	72,0	ППУ	бесканальная	2006
ЦТП 12 - УТ-207	125	53,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284 - УТ-284А	125	24,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284-УТ-285	125	42,00	ППУ	бесканальная	2011
УТ-297-УТ-278	125	23,00	ППМИ	бесканальная	2013
ж/д Полевая,23-УТ-244А	150	8,0	ППУ	бесканальная	2005
УТ-244А-УТ-245	150	120,0	ППУ	бесканальная	2005
УТ-245-УТ-256	150	133,0	ППУ	бесканальная	2005

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
ЦТП-10-УТ-305	150	10,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-305-УТ-304	150	125,0	ППУ	бесканальная	2005
т.Б-УТ-147	150	17,0	ППМИ	бесканальная	2013
т.Б-УТ-146	150	37,0	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-146-т.В	150	23,0	ППМИ	бесканальная	2013
т.В-УТ-144	150	34,0	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-144-УТ-145	150	34,0	ППМИ	бесканальная	2013
<i>в период с 2004 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Десантников,11	80	264,0	мин.вата	в помещении	2021
т/с по Мира,22	100	52,0	мин.вата	в помещении	2004
на ж/д 60 лет СССР,1 в подв.5	100	44,0	мин.вата	в помещении	2019
т/с по ЦТП-3	125	15,0	мин.вата	в помещении	2015
ж/д 60 лет СССР, 5 до ответвл.	125	5,0	мин.вата	в помещении	2019
<i>в период с 2004 год, надземная</i>					
т/с вдоль ЦТП-3	125	16,0	мин.вата	надземная	2015
Итого		6156,0			
<i>Сети ГВС от ЦТП круглогодичные (обратная)</i>					
<i>в период 1959 - 1990 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
УТ-207-Московская,2А	40	31,0	мин.вата	канальная	1973
УТ-208-пр. Мира,11	40	7,0	мин.вата	канальная	1983
УТ-245-ж/д Полевая,23 вв 2	50	5,0	мин.вата	канальная	1987
УТ-146-ж/д Институтская, 17	50	8,0	мин.вата	канальная	1986
УТ-144-ЖСК Восток	50	14,0	мин.вата	канальная	1973
УТ-208-пр. Мира,13	70	11,0	мин.вата	канальная	1976
УТ-250-УТ-252	80	110,0	мин.вата	канальная	1982
ЦТП 6 - УТ 297	100	2,0	мин.вата	канальная	1986
ЦТП-7-УТ-298	100	10,0	мин.вата	канальная	1973
ЦТП-2-ж/д 60 лет СССР, 5	100	55,0	мин.вата	канальная	1984
УТ-278-ж/д пр. Мира, 18А	100	3,0	мин.вата	канальная	1984
ЦТП-1-УТ 250	125	15,0	мин.вата	канальная	1985
<i>в период 1959 - 1989 год, надземные</i>					
УТ-259А--пр.Мира,17	50	1,0	мин.вата	надземная	1982
<i>в период 1959 - 1990 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Полевая,23	125	5,0	мин.вата	в помещении	1987
<i>в период 1990 - 1998 год в непроходных каналах</i>					
УТ-108-УТ-109А	40	45,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-166-Школьная,3А	40	6,00	мин.вата	канальная	1990
ЦТП-5-УТ-296	50	10,0	мин.вата	канальная	1993

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-282-ж/д Барские пр, 9	50	8,0	мин.вата	канальная	1996
хирургия-УТ-108	50	15,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-288-ж/д Барские пр, вв 4	50	14,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-288-УТ-289	50	19,0	мин.вата	канальная	1993
УТ-289-ж/д Барские пр, вв 5	50	9,0	мин.вата	канальная	1993
ЦТП-10-ж/д Пр.Мира, 17	50	6,0	мин.вата	канальная	1995
УТ-167-УТ-166А	50	27	мин.вата	канальная	1994
УТ-166А-УТ-166Б	50	49	мин.вата	канальная	1994
УТ-167-УТ-169	50	32,00	мин.вата	канальная	1994
УТ-112-Пищевблок	70	33,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-106В-ж/д пр. Мира,15	70	4,0	мин.вата	канальная	1996
ЦТП-2-УТ-281	80	34,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-281-УТ-282	80	30,0	мин.вата	канальная	1996
от ж/д Центр.10А-УТ-148В	80	5,0	мин.вата	канальная	1990
УТ-148В-УТ-148Б	80	3,0	мин.вата	канальная	1991
УТ-148Б-УТ-148А	80	59,0	мин.вата	канальная	1991
УТ-107Б-УТ-112	80	17,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-147-ж/д Центральная, 10А	80	50,0	мин.вата	канальная	1990
УТ-107Б-УТ-107А	80	58,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-4-пр.Мира,24/3	80	10,50	мин.вата	канальная	1994
УТ-107А-УТ-107	100	84,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-107-кот. №8	100	6,0	мин.вата	канальная	1996
УТ-167А-УТ-167	100	24	мин.вата	канальная	1995
УТ-4-пр.Мира,24/2	100	7,0	мин.вата	канальная	1998
УТ-4-пр.Мира,24/3	100	10,5	мин.вата	канальная	1994
УТ-4-пр.Мира,24/2	125	7,00	мин.вата	канальная	1998
<i>в период 1990 - 1998 год, проложенных в помещении</i>					
хирургия	50	18,0	мин.вата	в помещении	1996
ж/д Центральная, 10А	50	10,0	мин.вата	в помещении	1990
Центр. 10А(от поворота-т.Ю)	50	40,0	мин.вата	в помещении	1990
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	80	140,0	мин.вата	в помещении	1994
Центр. 10А(от т.Ю-вниз)	80	4,0	мин.вата	в помещении	1990
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	100	5,0	мин.вата	в помещении	1994
<i>в период 1990 - 1998 год надземная</i>					
ЦТП-10-ж/д Пр.Мира, 17	50	28,0	мин.вата	надземная	1995
ЦТП-8-УТ-302	80	55,0	мин.вата	надземная	1994
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>					
т/с к гаражу	25	28,0	мин.вата	канальная	2002

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
от адм. Здания	25	26,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-111-Инф.корпус	32	21,0	мин.вата	канальная	2003
УТ-111-Роддом	32	75,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-109А-УТ-108А	32	16,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-108А-поликлиника	32	9,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-252-д/с №22	40	54,0	мин.вата	канальная	2001
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19 вв 2	40	17,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-109А-УТ-109	40	24,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-143-ж/д Школьная, 9	40	50,0	мин.вата	канальная	2019
т/с к моргу	50	13,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-107-хирургия	50	25,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-308-ж/д Пр.Мира, 19 вв 1	50	14,0	мин.вата	канальная	2002
УТ-309-ж/д Пр. Мира, 27	50	72,0	ППУ	бесканальная	2000
УТ-284А-ж/д пр.П.Блинова,2	70	56,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-284А-ж/д пр.П.Блинова,4	70	14,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19 вв 3	70	79,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-112-УТ-111	80	21,0	мин.вата	канальная	2000
УТ-284-УТ-284А	80	53,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-308-УТ-309	80	59,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-309-УТ-310	80	62,0	ППУ	бесканальная	2002
УТ-304-УТ-308	100	46,0	ППУ	бесканальная	2002
<i>в период 1998 - 2003 год, проложенных в помещении</i>					
административное здание	40	12,0	мин.вата	в помещении	2000
<i>в период с 2004 год канальная</i>					
60 лет СССР-молочная кухня	20	32,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-109-Гл.корпус	32	5,0	мин.вата	канальная	2010
УТ-298-д/с №21	40	45,0	мин.вата	канальная	2006
УТ-167А-ж/д Советская,8А	40	15	мин.вата	канальная	2008
УТ-166А-ж/д Школьная,1Б	40	13	мин.вата	канальная	2008
УТ-166Б-ж/д Школьная, 2А	40	16	мин.вата	канальная	2008
УТ-166Б-УТ-166	40	41,00	мин.вата	канальная	2008
УТ-292-шк.№7 вв.1	40	30,0	мин.вата	канальная	2014
УТ-148-ж/д Центральная, 8	40	25,0	мин.вата	канальная	2019
УТ-263-ж/д Полевая, 25 вв 2	50	12,0	мин.вата	канальная	2018
УТ-304-ж/д Пр. Мира, 21	50	48,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-168-ж/д Пр.Мира, 9	50	8,0	мин.вата	канальная	2008
УТ-169-ж/д Московская, 16	50	18,0	мин.вата	канальная	2008
УТ-270-ж/д Полевая, 19	50	88,0	мин.вата	канальная	2008

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 9	50	12,0	мин.вата	канальная	2012
УТ-148А-УТ-148	50	16,0	мин.вата	канальная	2013
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 7	50	35,0	мин.вата	канальная	2013
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 3	50	18,0	мин.вата	канальная	2020
УТ-306-ж/д Пр. Мира, 23	50	33,0	мин.вата	канальная	2014
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 1	50	86,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-296-ж/д Полевая, 13а	50	25,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-143-УТ-142	50	29,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-257-ж/д Полевая, 25А вв1	50	3,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-307-ж/д Пр. Мира, 25	50	22,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-147-Школьная, 7А	50	16,0	мин.вата	канальная	2022
Администрация-УТ-106В	70	26,0	мин.вата	канальная	2015
УТ-262-ж/д Полевая, 25 вв 1	70	12,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-263-ж/д Полевая, 25 вв 3	70	26,0	мин.вата	канальная	2018
пр. Десантн.3 - Пр.десантн.,5	70	36,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-257-ж/д Полевая, 25А вв2	70	6,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-142-шк. №1	70	40,0	мин.вата	канальная	2017
60 лет СССР, 5-60 лет СССР,1	80	20,0	мин.вата	канальная	2007
ЦТП-8-УТ-4	80	35,0	мин.вата	канальная	2009
УТ-292-шк.№7 вв.2	80	100,0	мин.вата	канальная	1997
УТ-250-УТ-251	80	61,0	мин.вата	канальная	2016
УТ-262-УТ-270	80	46,0	мин.вата	канальная	2016
ЦТП-1-ж/д Полевая, 15 вв 2	80	40,0	мин.вата	канальная	2008
УТ-256-УТ-257	80	20,0	мин.вата	канальная	2017
УТ-291-УТ-292	80	21,0	мин.вата	канальная	2019
УТ-262-УТ-263	80	34,0	мин.вата	канальная	2020
УТ-251-ж/д 60 лет СССР, 11	80	35,0	мин.вата	канальная	2020
ЦТП-3-УТ-262	100	49,0	мин.вата	канальная	2006
ЦТП-14-г.Э	100	18,0	мин.вата	канальная	2004
УТ 297-ж/д Пр.Мира, 20	100	45,0	мин.вата	канальная	2016
т.М-УТ-291	125	48,0	мин.вата	канальная	2007
ЦТП-13-УТ-168	125	29	мин.вата	канальная	2023
УТ-168-УТ-167А	125	34	мин.вата	канальная	2023
УТ-244Б-ж/д Полевая, 23 вв 1	150	17,0	мин.вата	канальная	2015
ЦТП-4-УТ-284	150	24,0	мин.вата	канальная	2006
ЦТП-8-УТ-4	150	35,0	мин.вата	канальная	2009
ЦТП-3-УТ-244Б	150	8,0	мин.вата	канальная	2015
в период с 2004 год бесканальная					

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
УТ-169-ж/д Московская, 26	40	85,0	ППУ	бесканальная	2021
УТ-284А-ж/д П.Блинова,6	50	15,0	ППУ	бесканальная	2005
т.А-УТ-307А	50	75,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-306А-УТ-306	50	7,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-307А-УТ-307	50	9,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-304-д/с №12	50	46,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-285-ж/д Барск. пр., 5 (вв.1)	50	14,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-287-ж/д Барск. пр., 5 (вв.3)	50	24,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-258-ЭЖК Полевая	50	20,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-282-ж/д Барские пр, 7	50	36,0	ППУ	бесканальная	2013
УТ-270-ж/д Полевая, 21	50	29,0	ППУ	бесканальная	2013
УТ-304-УТ-306А	70	64,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-306А-т.А	70	8,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258-ж/д Полевая,27Г	70	41,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-256-УТ-258А	70	94,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-258А-ж/д Полевая,27А	70	5,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-207-УТ-208	70	48,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-287-УТ-288	70	59,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-286-ж/д Барск.пр.,5 (вв.2)	70	8,0	ППУ	бесканальная	2011
пр. Мира 22- Пр.Мира,24/1	80	80,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-256-УТ-258	80	74,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-298-ж/д пр. Мира,22	80	72,0	ППУ	бесканальная	2006
УТ-286-УТ-287	80	75,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-285-УТ-286	80	57,0	ППУ	бесканальная	2011
УТ-284А-ж/д Барские пр.,1	80	134,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-278-ж/д пр. Мира, 20А	80	70,00	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-291-ж/д Десантников,11	100	143,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	100	24,0	ППУ	бесканальная	2004
УТ-305-УТ-304	100	125,0	ППУ	бесканальная	2005
ЦТП 12 - УТ-207	100	53,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284 - УТ-284А	100	24,0	ППУ	бесканальная	2008
УТ-284-УТ-285	100	42,0	ППУ	бесканальная	2011
т.Б-УТ-147	100	17,0	ППМИ	бесканальная	2013
т.Б-УТ-146	100	37,0	ППМИ	бесканальная	2013
т.В-УТ-144	100	34,0	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-144-УТ-145	100	34,0	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-146-т.В	100	23,0	ППМИ	бесканальная	2013
УТ-297-УТ-278	100	23,00	ППМИ	бесканальная	2013

Наименование участка	Наружный диаметр тр-в на уч-тке Dн, мм	Длина уч-ка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип про- кладки	Год ввода в экс- плуатацию
ж/д Полевая, 23-УТ-244А	125	8,0	ППУ	бесканальная	2005
УТ-244А-УТ-245	125	120,0	ППУ	бесканальная	2005
УТ-245-УТ-256	125	133,0	ППУ	бесканальная	2005
ЦТП-10-УТ-305	125	10,0	ППУ	бесканальная	2004
<i>в период с 2004 год, проложенных в помещении</i>					
ж/д Десантников, 11	70	264,0	мин.вата	в помещении	1983
т/с по Мира, 22	80	52,0	мин.вата	в помещении	2004
на ж/д 60 лет СССР, 1 в подв.5	80	44,0	мин.вата	в помещении	2019
т/с по ЦТП-3	100	15,0	мин.вата	в помещении	2015
ж/д 60 лет СССР, 5 до ответвл.	100	5,0	мин.вата	в помещении	2019
<i>в период с 2004 год, надземная</i>					
т/с вдоль ЦТП-3	100	16,0	мин.вата	надземная	2015
Итого		6156,0			
ВСЕГО В 1-НО ТРУБНОМ		12312,0			
ВСЕГО ПО КОТ. №15 (в 1-но трубном исчислении)		53141			
5. Котельная №7					
Котельная №7	50-100	236	мин.вата	подземная	-

Таблица 1.16 – Протяженность трубопроводов от Котельной №11 по диаметру теплосети

№ п/п	Котельная №11														
1	диаметр теплосети, мм	15	20	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	ИТОГО
2	протяженность теплосети, м	23,5	23,5	83	129	83	416	586	502	652	448	0	0	0	2946
3	Тип прокладки	непроходной канал	18,5	18,5	0	0	0	0	37	0	0	0	0	0	74
4		по подвалу дома	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5		бесканальная	0	0	17	0	17	19	23	316	78	38	0	0	508
6		надземная (байпас)	5	5	66	129	66	397	526	186	574	410	0	0	2364
7	Тип изоляции	ППУ	0	0	83	95	83	230	350	502	78	38	0	0	1459
8		другой тип изоляции	23,5	23,5	0	34	0	186	236	0	574	410	0	0	1487
9	теплосеть на отопление, м	0	0	0	0	0	152	265	316	652	448	0	0	0	1833
10	теплосеть на ГВС, м	23,5	23,5	83	129	83	264	321	186	0	0	0	0	0	1113
11	количество запорной арматуры	1	1	3	3	1	9	8	4	2	0	0	0	0	32
12	магистральные сети							151	151	18	302				622

Таблица 1.17 – Протяженность трубопроводов от Котельной №13 по диаметру теплосети

№ п/п	Котельная №13															
1	диаметр теплосети, мм	25	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	ИТОГО
2	протяженность теплосети, м	0	126	236	2112	1466	1632	2348	1010	3708	2888	1126	2800	208	548	20208
3	Тип прокладки	непроходной канал	0	44	212	1272	920	778	1458	372	1830	1184	0	0	0	8128
4		по подвалу дома	0	0	0	0	0	130	218	0	258	12	0	0	0	618
5		бесканальная	0	82	24	776	546	724	602	638	1440	1692	1126	2800	208	412
6		надземная (байпас)		0	0	64	0	0	70	0	180	0	0		78	392
7	Тип изоляции	ППУ	0	82	24	776	546	724	602	754	1440	1692	1126	2800	208	490
8		другой тип изоляции	0	44	212	1336	920	908	1746	256	2268	1196	0	0	0	8944
9	теплосеть на отопление, м	0	126	236	2112	1466	1632	2348	1010	3708	2888	1126	2800	208	548	20208
10	теплосеть на ГВС, м		0	0	0	0	0	0	0							0
11	количество запорной арматуры	0	4	10	64	40	18	36	10	36	8	8	18	0	2	254
12	магистральные сети							136	233	232					50	651

Таблица 1.18 – Протяженность трубопроводов от Котельной №14 по диаметру теплосети

№ п/п	Котельная №14															
1	диаметр теплосети, мм	20	25	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400
2	протяженность теплосети, м	2	88	28	267	3256	2736	2695	2894	1822	3423	4448	762	698	198	40
3	Тип прокладки	непроходной канал	0	0	28	227	2158	531	1119	1234	176	1239	360	0	0	0
4		по подвалу дома	0	0	0	0	140	338	256	126	206	258	0	0	0	0
5		бесканальная	0	0	0	0	362	1475	764	1145	1322	1769	1772	734	636	0
6		надземная (байпас)	2	88	0	40	576	412	556	390	118	156	2316	28	62	198
7	Тип изоляции	ППУ	0	0	0	0	362	1493	1317	1120,6	1356	1745	1772	734	636	0
8		другой тип изоляции	2	88	28	267	2894	1243	1378	1773,4	466	1678	2676	28	62	198
9	теплосеть на отопление, м	2	88	0	62	3115	2184	2579	2870	1744	3399	4448	762	698	198	40
10	теплосеть на ГВС, м	0	0	28	205	141	552	116	24	78	24	0	0	0	0	0
11	количество запорной арматуры	2	4	1	11	60	48	53	42	22	38	14	2	4	2	2
12	магистральные сети															36

Таблица 1.19 – Протяженность трубопроводов от Котельной №15 по диаметру теплосети

№ п/п	Котельная №15																			
1	диаметр теплосети, мм	20	25	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700
2	протяженность теплосети, м	32	0	147	1042	4258	4135	6421	10251	4849	4598	5398	2290	2484	668	2668	1256	1154	1040	450
3	Тип прокладки	непроходной канал	32	0	147	813	2439	1782	3137	3899	1301	1452	1736	914	440	0	68	0	0	98
4		по подвалу дома	0	0	0	86	104	372	408	821	529	336	592	14	0	0	0	0	0	0
5		бесканальная	0	0	0	93	1686	1867	2775	4320	2815	2673	2792	1362	2044	668	2600	1256	1154	68
6		надземная (байпас)	0	0	0	50	29	114	101	1211	204	137	278	0	0	0	0	0	874	450
7	Тип изоляции	ППУ	0	0	0	93	1686	1899	2329	5402	2795	2673	2792	1362	2168	668	2600	1256	1154	68
8		другой тип изоляции	32	0	147	949	2572	2236	4092	4849	2054	1925	2606	928	316	0	68	0	0	972

№ п/п	Котельная №15																				
9	теплосеть на отопление, м	0	0	0	394	2557	2322	3267	7571	3743	3630	5334	2290	2484	668	2668	1256	1154	1040	450	40828
10	теплосеть на ГВС, м	32	0	147	648	1701	1813	3154	2680	1106	968	64	0	0	0	0	0	0	0	0	12313
11	количество запорной арматуры	1	2	5	31	96	63	102	137	63	55	53	16	26	4	4	4	4	2	0	668
12	магистральные сети																		97	318	415

1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на тепловых сетях г.о. Фрязино используется секционирующая и запорная арматура, устанавливаемая на ответвлениях от магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов. В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления в тепловых камерах установлена арматура диаметрами: 32, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 250 мм. Также установлены дренажная арматура диаметром – 25, 32, 40, 50, 80 мм и воздушники диаметром – 15, 20, 25 мм. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СП и особенностями топологии каждой системы.

Регулирующая арматура на тепловых сетях (в виде стальных задвижек) установлена в теплофикационных колодцах. Регулировка осуществляется вручную. Суммарное количество установленной арматуры на тепловых сетях составляет 2981 ед.

1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Конструкции тепловых сетей в зависимости от вида прокладки имеют тепловые камеры и надземные павильоны.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций, монолитными или кирпичными, в зависимости от располагаемого в них оборудования, от места расположения камеры (под дорогой или в зеленой зоне) и силовых нагрузок, которые несет строительная конструкция камеры. Размеры камеры от 2х2 до 3х3 в плане и глубиной не менее 2-х метров. Камеры оборудованы прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. В перекрытии оборудовано два или четыре люка. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

Для удобства обслуживания крупногабаритной арматуры при надземной прокладке на тепловых сетях размещают павильоны из облегченных металлических конструкций. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м². Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено

местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

Суммарное количество тепловых камер на тепловых сетях составляет 482 ед.

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

В соответствии с п.5 ст.20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается схемой теплоснабжения.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий точной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения. Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +18-20°C.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в городских системах централизованного теплоснабжения принять качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла.

Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В г.о. Фрязино для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°C с элеваторным качественным

регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

Расчет эксплуатационного температурного графика должен производиться для конкретных условий эксплуатации систем теплоснабжения перед предстоящим отопительным сезоном.

Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды. Системы теплоснабжения городского округа проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Отпуск тепловой энергии в тепловые сети осуществляется по принципу качественного регулирования, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха. Выбор графика отпуска тепла обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в котельных – центральный качественный, по температурному графику регулирования отопительной нагрузки:

- котельная №№7,11 – с параметрами теплоносителя 95/70 °С;
- котельные №№13, 14 и 15 – с параметрами теплоносителя 115/70 °С;
- на время плановой остановки котельной №15, ЦТП №11, обеспечивающий потребности больничного городка горячей водой, переключается через перемычку, от котельной №14) и работает 8712 часов в год.
- параметры теплоносителя в трубопроводах тепловой сети отопления после ЦТП №8 (тепловая сеть котельной №15) – 95/70 °С (при температуре наружного воздуха для проектирования отопления).
- температурные графики тепловых сетей горячего водоснабжения от котельной №11 и после ЦТП котельных №№14 и 15 – 65/55 °С.

Обоснованность температурных графиков теплоносителя определяется способом подклю-

чения теплопотребляющих установок абонентов к тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения. Подключение систем отопления потребителей централизованного теплоснабжения в г.о. Фрязино к тепловым сетям осуществляется как по зависимой, так и по независимой схеме через ЦТП и ИТП расположенных непосредственно у потребителя. Пропускная способность существующих трубопроводов тепловых сетей соответствует выбранному температурному графику отпуска теплоносителя.

1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Действующие температурные графики разработаны для городского округа в соответствии с местными климатическими условиями. На графиках отражена зависимость температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

Утвержденные графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети от источников тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены на рисунках 1.8-1.12.

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"
 А.В.Лангай
 "01" ноября 2022 г

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 95-70°C
 КОТЕЛЬНАЯ №11

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C	
	в подающей линии тепловой сети (Т1)	в обратной линии тепловой сети (Т2)
-26	95,0	70,0
-25	93,5	69,1
-24	92,1	68,2
-23	90,6	67,3
-22	89,1	66,4
-21	87,6	65,5
-20	86,2	64,6
-19	84,7	63,6
-18	83,2	62,7
-17	81,7	61,8
-16	80,1	60,8
-15	78,6	59,9
-14	77,1	58,9
-13	75,5	57,9
-12	74,0	57,0
-11	72,4	56,0
-10	70,9	55,0
-9	69,3	54,0
-8	67,7	53,0
-7	66,1	51,9
-6	64,5	50,9
-5	62,9	49,9
-4	61,3	48,8
-3	59,7	47,7
-2	58,0	46,6
-1	56,3	45,5
0	54,7	44,4
1	53,0	43,3
2	51,3	42,2
3	49,5	41,0
4	47,8	39,8
5	46,0	38,6
6	44,2	37,4
7	42,4	36,2
8	40,6	34,9

Начальник ПТС



В.В. Решетникова

Рисунок 1.8 – Температурный график от Котельной №11

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"
 А.В. Лангай
 "01" ноября 2022 г

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C
 КОТЕЛЬНАЯ №13

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C		
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)	в подающей линии системы отопления (T3)
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС



В.В. Решетникова

Рисунок 1.9 – Температурный график от Котельной №13

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"
 А.В. Лангай
 "01" ноября 2022 г

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C
 КОТЕЛЬНАЯ №14

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C		
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)	в подающей линии системы отопления (T3)
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС



В.В. Решетникова

Рисунок 1.10 – Температурный график от Котельной №14

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"
 А.В.Лангай
 01 ноября 2022 г

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C
 КОТЕЛЬНАЯ №15

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C		
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)	в подающей линии системы отопления (T3)
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС



В.В. Решетникова

Рисунок 1.11 – Температурный график от Котельной №15

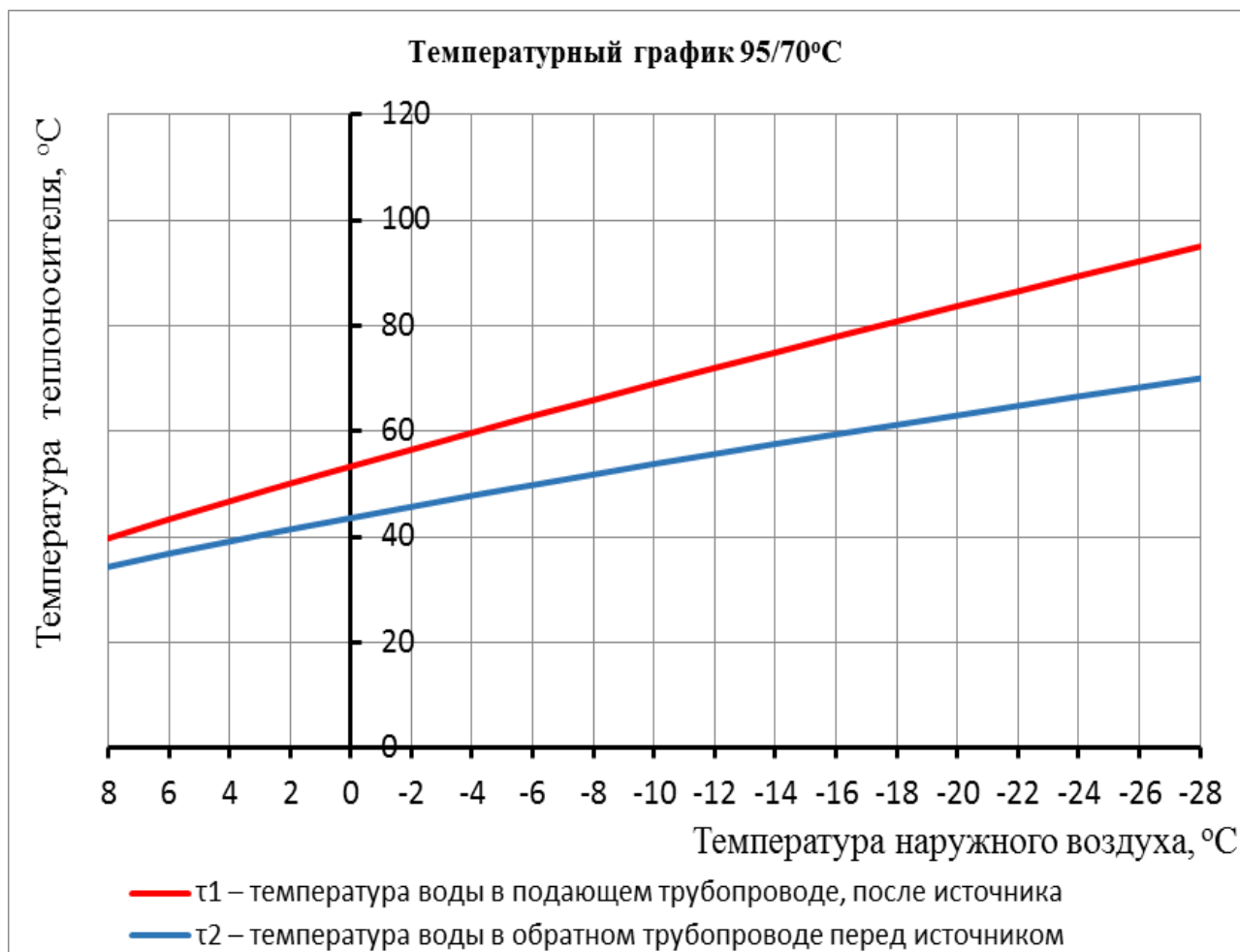


Рисунок 1.12 – Температурный график от Котельной №7

Необходимость в изменении температурных графиков отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения отсутствует.

1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

При проведении работы, были воспроизведены характеристики режима эксплуатации тепловых сетей г.о. Фрязино. В расчетную основу были заложены исходные величины элементов сети теплоснабжения – диаметры и длины теплопроводов, расчетные тепловые нагрузки присоединенных абонентов. Вместе с тем были использованы и технические характеристики режима эксплуатации на источниках теплоснабжения. Анализ гидравлических расчетов для систем теплоснабжения производится на максимально возможную (на расчетную температуру наружной среды) нагрузку потребителей.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода.

Результатом гидравлического расчета является определение расходов теплоносителя на данном участке, соответствующих известным диаметрам труб и выбранным значениям перепадов давления, отнесенным к одному метру длины трубы. Такие расчеты необходимы при рассмотрении аварийных режимов работы тепловых сетей, а также при разработке проектов их расширения и реконструкции.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

- 8 мм/м — для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м — для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м — для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

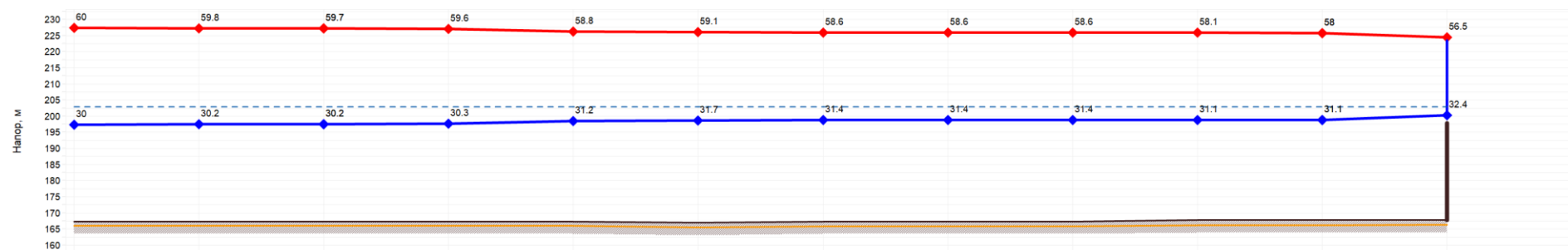
Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, а при увеличении – гидравлические.

При изучении режима давлений используют пьезометрические графики, на которых наносят рельеф местности по разрезам вдоль тепловых трасс, указывают высоту присоединяемых зданий, напор в подающих и обратных линиях теплопроводов.

Расчеты для проверки гидравлических режимов работы тепловых сетей проведены с использованием электронной модели, разработанной с использованием геоинформационного комплекса Zulu и программно-расчетного комплекса ZuluThermo версии 2021.

Примеры построения пьезометрических графиков от теплоисточников г.о. Фрязино представлены на рисунках 1.13-1.22.

В результате анализа гидравлических расчетов на основании построенных пьезометрических графиков участков тепловых сетей от источников тепловой энергии был сделан вывод о достаточной пропускной способности тепловых сетей системы теплоснабжения в целом.



Наименование узла	Котельная №11				1113	1116		1117		1114	1114	Окружной проезд, 10
Геодетическая высота, м	167.3	167.34	167.34	167.34	167.32	166.87	167.3	167.3	167.3	167.71	167.71	167.8
Полный напор в обр. тр-де, м	197.3	197.5	197.5	197.6	198.5	198.6	198.7	198.7	198.7	198.8	198.8	200.2
Располагаемый напор, м	30	29.605	29.574	29.363	27.589	27.398	27.221	27.179	27.139	26.994	26.92	24.137
Длина участка, м	1	0.1	10	137	35	51.7	10.5	8.8	64.6	0.1	18.5	
Диаметр участка, м	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.08	0.08	
Потери напора в под. тр-де, м	0.182	0.031	0.105	0.887	0.095	0.088	0.021	0.019	0.073	0.07	1.394	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.213	0	0.105	0.887	0.097	0.089	0.022	0.02	0.073	0.003	1.389	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.483	0.717	0.717	0.717	0.533	0.341	0.341	0.341	0.341	1.065	1.065	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.479	-0.715	-0.715	-0.715	-0.532	-0.34	-0.34	-0.34	-0.34	-1.063	-1.063	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	17.733	4.16	4.16	4.16	2.304	0.945	0.859	0.859	0.945	28.785	28.785	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	17.654	4.138	4.138	4.138	2.293	0.94	0.855	0.855	0.94	28.675	28.675	
Расход в под. тр-де, т/ч	163.49	79.06	79.06	79.06	58.77	37.55	37.55	37.55	37.55	18.79	18.79	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-163.12	-78.85	-78.85	-78.85	-58.63	-37.46	-37.46	-37.46	-37.46	-18.75	-18.75	

Рисунок 1.13 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10

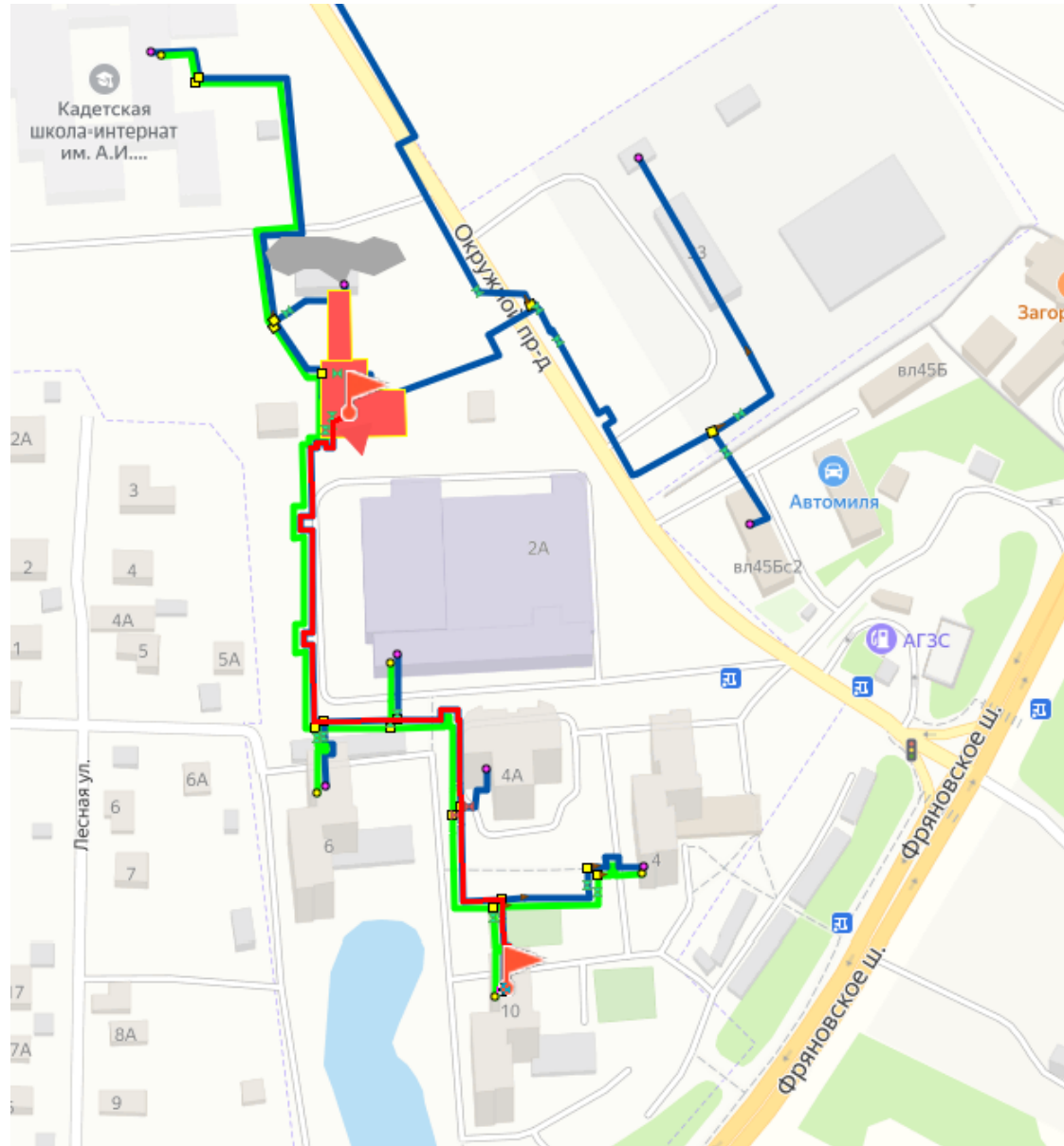
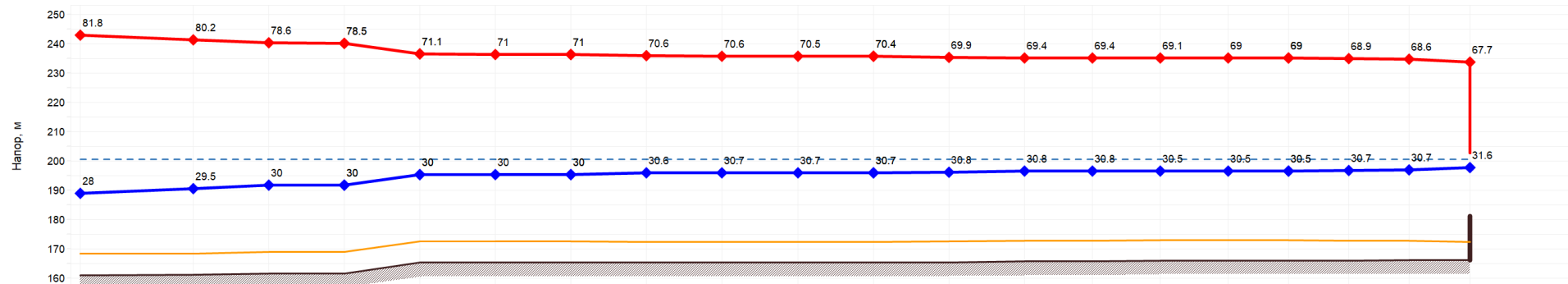


Рисунок 1.14 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10



Наименование узла	Котельная №13		6	6	57	57	57	62		61	61	59		60	64		64	55А	60А	ул. Ленина. 33
Геодезическая высота, м	161	161.04	161.6	161.6	165.3	165.3	165.3	165.21	165.21	165.21	165.21	165.4	165.7	165.7	165.99	165.99	165.99	165.99	166.11	166.11
Располагаемый напор, м	53.8	50.67	48.571	48.472	41.082	40.983	40.939	39.977	39.899	39.843	39.787	39.139	38.622	38.578	38.569	38.504	38.501	38.237	37.834	36.016
Длина участка, м	20	25	0.1	363.1	0.1	0.1	74	2	0.1	0.1	34	74	10	15	4	0.1	16	16	66	
Диаметр участка, м	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.25	0.25	0.25	0.2	0.2	0.2	0.2	0.25	0.25	0.07	0.1	0.07	0.05	0.05	
Потери напора в ПТ, м	1.551	1.035	0.098	3.696	0.098	0.044	0.478	0.033	0.055	0.055	0.32	0.259	0.023	0.004	0.033	0.003	0.134	0.202	0.909	
Потери напора в ОТ, м	1.579	1.064	0.001	3.694	0.001	0	0.484	0.045	0.001	0.001	0.328	0.258	0.021	0.004	0.033	0	0.13	0.2	0.91	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.992	1.911	1.278	1.278	1.278	0.85	0.85	0.612	0.957	0.957	0.957	0.592	0.379	0.17	0.44	0.216	0.44	0.491	0.491	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.985	-1.904	-1.275	-1.275	-1.275	-0.849	-0.849	-0.612	-0.956	-0.956	-0.956	-0.591	-0.378	-0.169	-0.439	-0.215	-0.439	-0.489	-0.489	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	13.448	12.373	7.942	7.942	7.939	4.42	4.42	2.299	6.702	7.4	7.4	2.842	0.884	0.18	5.842	0.97	6.262	11.856	11.057	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	13.357	12.291	7.905	7.905	7.908	4.411	4.411	2.293	6.685	7.381	7.381	2.832	0.881	0.179	5.805	0.964	6.223	11.782	10.989	
Расход в ПТ, т/ч	878.61	842.73	317.1	317.1	317.04	146.46	146.46	105.52	105.52	105.52	105.52	65.31	65.3	29.26	5.94	5.94	5.94	3.38	3.38	
Расход в ОТ, т/ч	-875.63	-839.91	-316.35	-316.35	-316.42	-146.3	-146.3	-105.39	-105.39	-105.39	-105.39	-65.19	-65.19	-29.16	-5.92	-5.92	-5.92	-3.37	-3.37	

Рисунок 1.15 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33

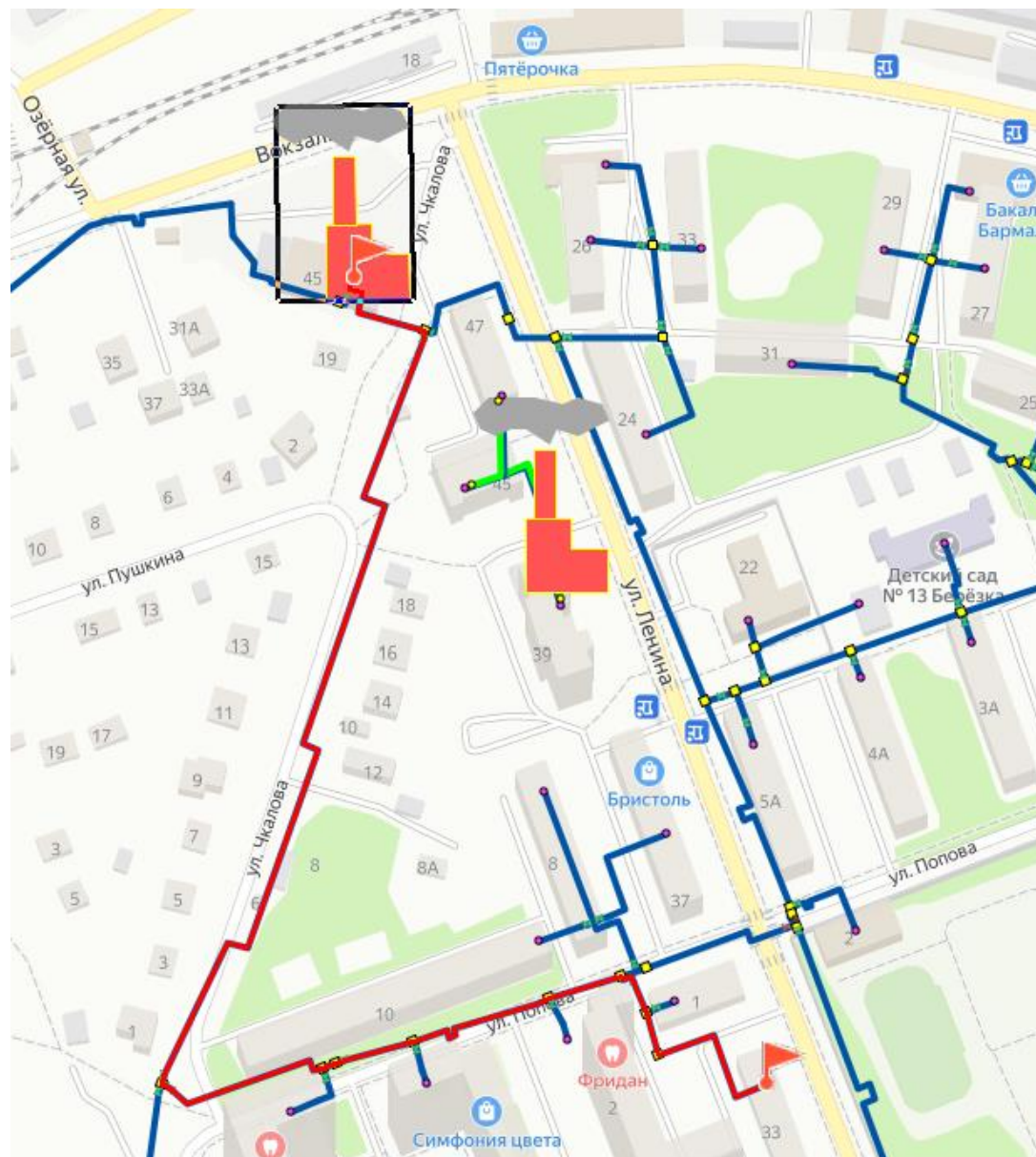
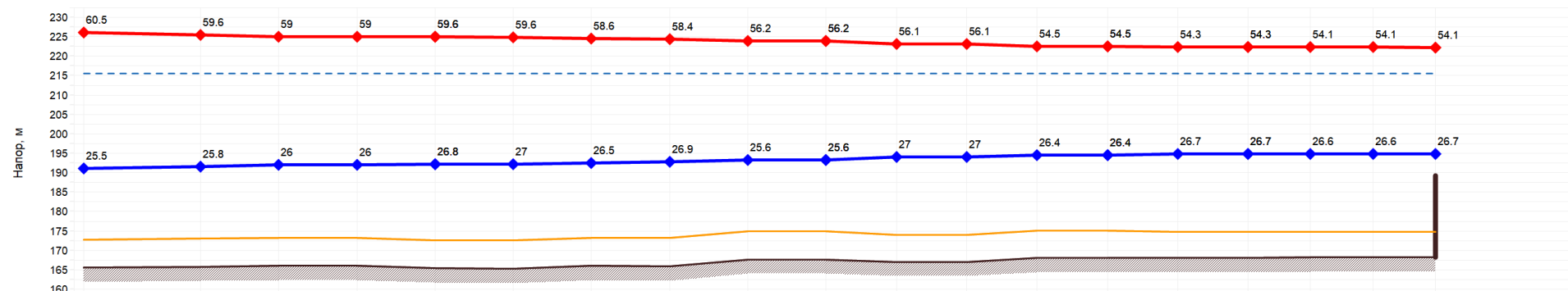


Рисунок 1.16 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33



Наименование узла	Котельная №14		211	211	211	211A			2	2	14		15	15	15A	15A		ИТП ЖИЛОЙ ДОМ
Геодезическая высота, м	165.5	165.75	165.97	165.97	165.3	165.21	165.98	165.85	167.62	167.62	166.95	166.95	168.01	168.01	168	168	168.1	168.1
Располагаемый напор, м	35	33.799	32.968	32.92	32.818	32.591	32.11	31.503	30.649	30.628	29.134	29.098	28.062	28.054	27.545	27.541	27.492	27.48
Длина участка, м	20	18	2	0.1	1	17	36	50.1	0.1	249.3	7.4	58.6	0.1	113.5	0.1	15.2	1.2	0.4
Диаметр участка, м	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.15	0.125	0.125	0.1	0.1	0.1	0.1
Потери напора в ПТ, м	0.624	0.419	0.024	0.034	0.108	0.242	0.299	0.426	0.02	0.747	0.016	0.52	0.008	0.254	0.005	0.024	0.006	0.021
Потери напора в ОТ, м	0.577	0.413	0.024	0.067	0.12	0.238	0.307	0.429	0	0.748	0.02	0.515	0	0.255	0	0.024	0.006	0.021
Скорость воды в ПТ, м/с	1.352	1.352	0.656	1.166	1.166	1.153	1.153	1.041	0.577	0.577	0.433	0.769	0.367	0.367	0.275	0.275	0.275	0.2
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.3	-1.3	-0.651	-1.158	-1.158	-1.144	-1.144	-1.032	-0.572	-0.572	-0.429	-0.762	-0.366	-0.366	-0.275	-0.275	-0.275	-0.2
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	6.203	5.614	1.329	6.617	6.617	6.469	6.469	5.271	2.697	2.697	1.522	6.861	1.971	1.971	1.47	1.47	1.47	0.781
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	5.736	5.192	1.309	6.517	6.517	6.371	6.371	5.187	2.654	2.654	1.493	6.729	1.967	1.967	1.467	1.467	1.467	0.781
Расход в ПТ, т/ч	596.4	596.4	289.4	289.4	289.4	286.14	286.14	258.22	63.61	63.61	47.72	47.72	15.8	15.8	7.58	7.58	7.58	5.51
Расход в ОТ, т/ч	-573.48	-573.48	-287.2	-287.2	-287.2	-283.95	-283.96	-256.15	-63.1	-63.1	-47.26	-47.26	-15.78	-15.78	-7.57	-7.57	-7.57	-5.51

Рисунок 1.17 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7)

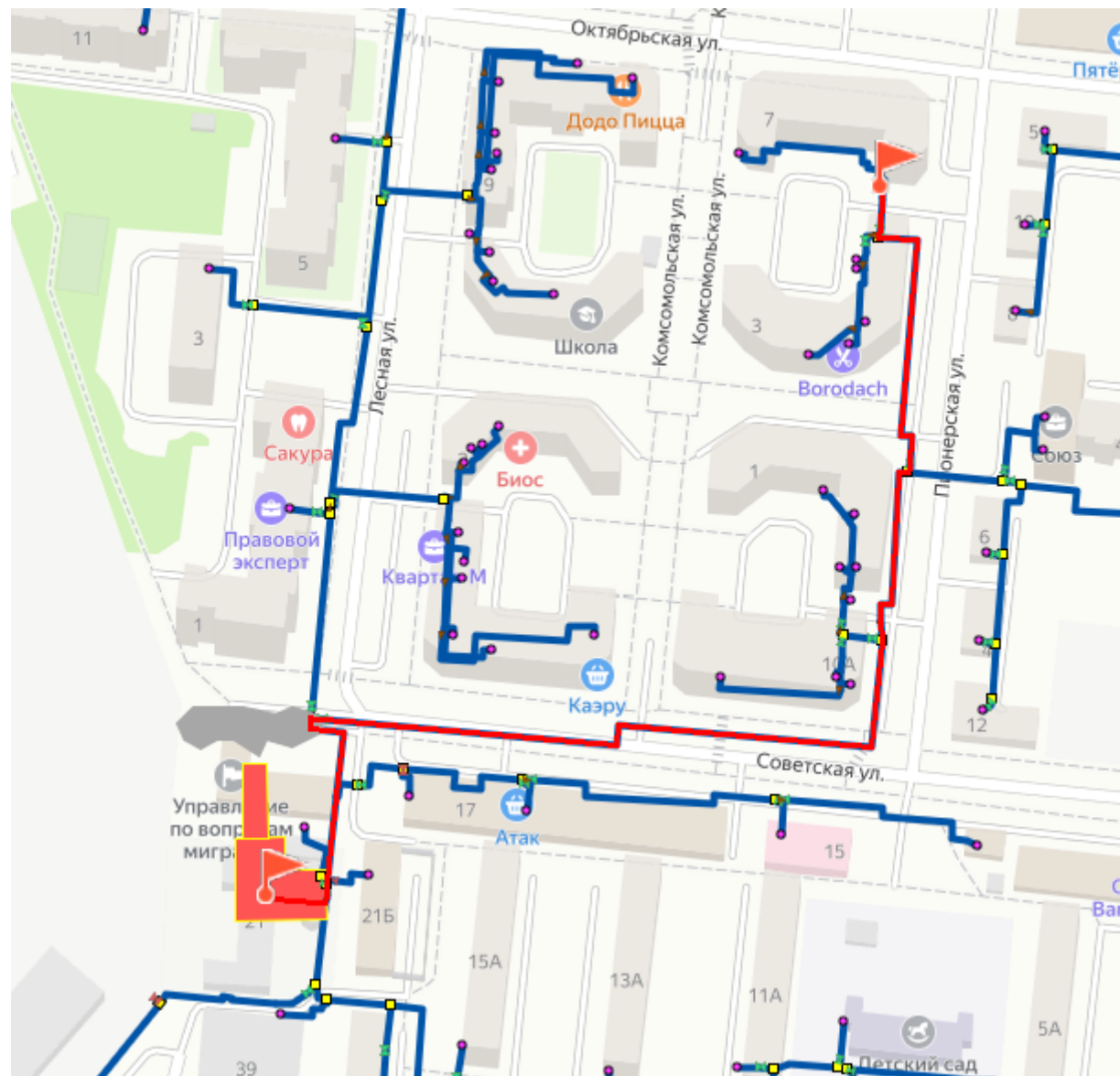
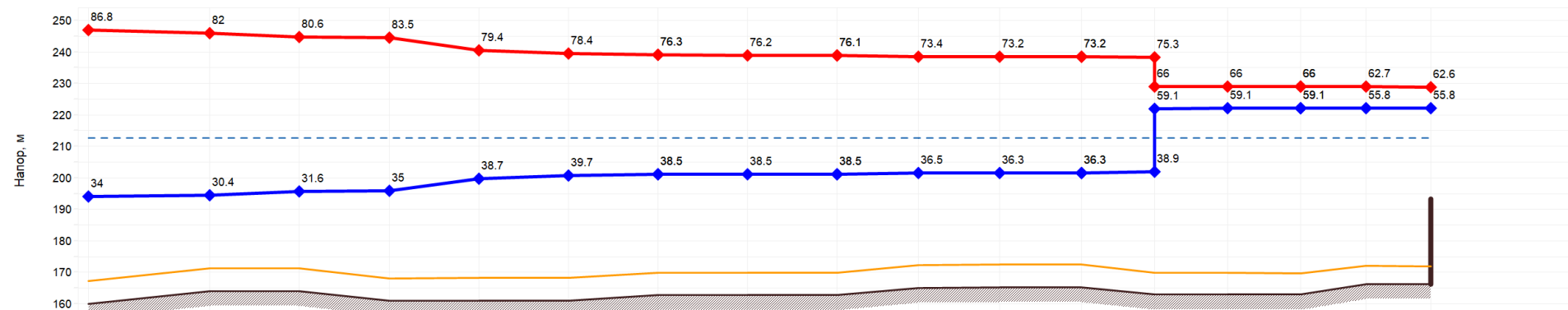


Рисунок 1.18 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7)



Наименование узла	Котельная №15	1501	1502		235а		242	242	242-243	243	249	249	ЦТП №1				ул.Полевая,15, в2
Геодезическая высота, м	160	164	164	160.83	161	161	162.65	162.65	162.65	165	165.2	165.2	162.85	162.85	162.85	166.2	166.2
Располагаемый напор, м	52.8	51.612	49.067	48.488	40.651	38.71	37.799	37.677	37.652	36.857	36.822	36.809		6.901	6.891	6.859	6.771
Длина участка, м	48.7	159.2	66	318.4	119	34	0.1	0.1	279.5	23	0.1	121	5	15	86	20	
Диаметр участка, м	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.45	0.45	0.45	0.25	0.25	0.25	0.15	0.15	0.08	
Потери напора в ПТ, м	0.837	1.324	0.274	4.012	0.98	0.444	0.122	0.025	0.397	0.017	0.013	0.23	0.033	0.005	0.016	0.044	
Потери напора в ОТ, м	0.351	1.221	0.305	3.825	0.962	0.466	0	0	0.398	0.018	0	0.228	0.033	0.005	0.016	0.044	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.934	1.421	1.418	1.93	1.426	1.426	1.426	0.648	0.648	0.382	0.46	0.46	0.459	0.109	0.109	0.194	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.879	-1.38	-1.378	-1.875	-1.413	-1.413	-1.413	-0.645	-0.645	-0.38	-0.458	-0.458	-0.457	-0.108	-0.108	-0.194	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	7.637	3.402	3.388	7.603	4.155	4.155	3.76	1.119	1.234	0.43	1.181	1.395	1.385	0.15	0.15	1.043	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	7.207	3.211	3.2	7.182	4.08	4.08	3.693	1.109	1.223	0.426	1.171	1.383	1.374	0.149	0.149	1.037	
Расход в ПТ, т/ч	1919.29	1919.26	1915.09	1915.03	1415.21	1415.13	1415.1	361.75	361.75	213.11	79.3	79.3	79.02	6.74	6.74	3.43	
Расход в ОТ, т/ч	-1864.49	-1864.53	-1861.08	-1861.14	-1402.27	-1402.35	-1402.37	-360.08	-360.08	-212.17	-78.96	-78.96	-78.71	-6.71	-6.71	-3.42	

Рисунок 1.19 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15

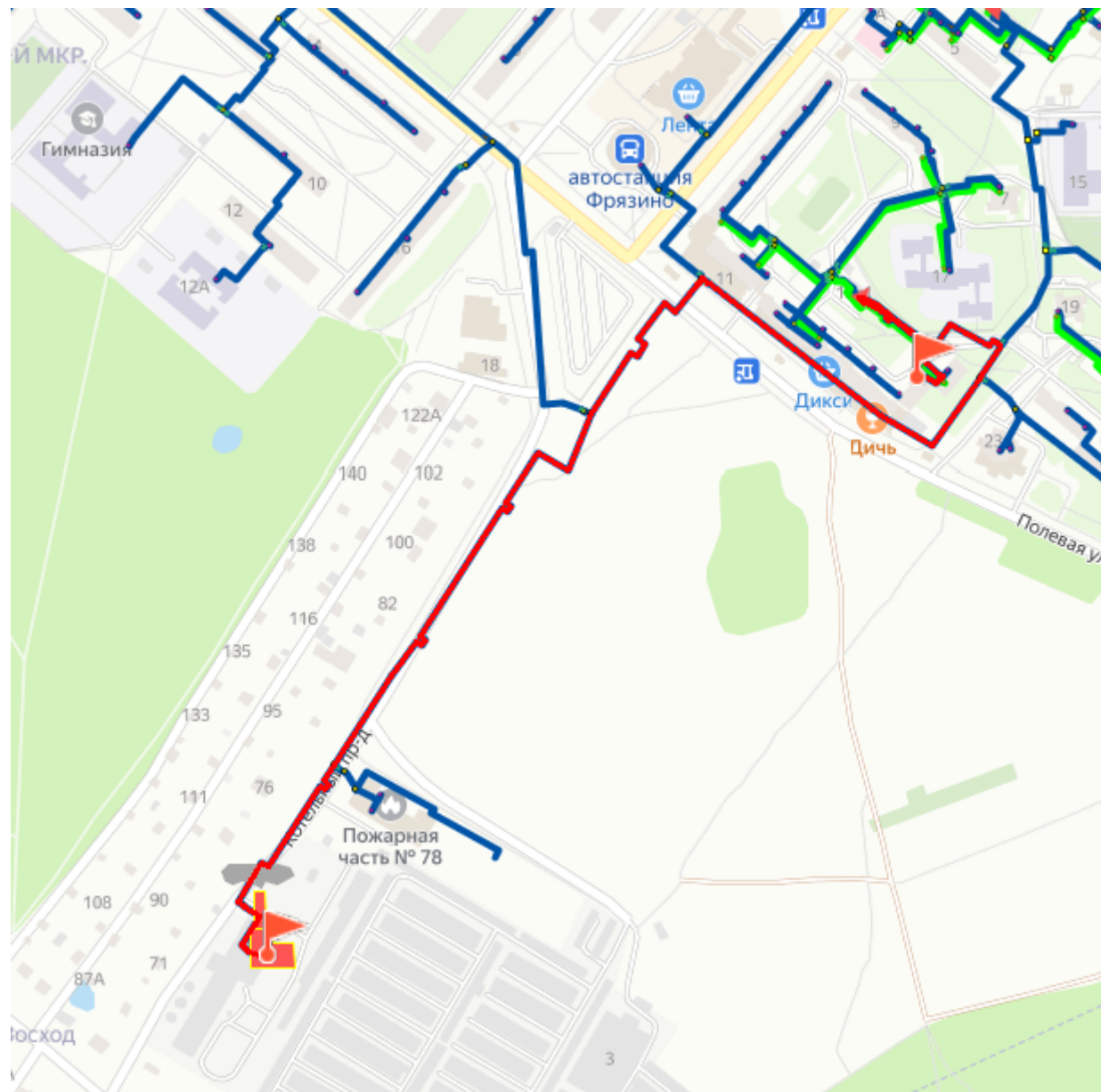


Рисунок 1.20 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15

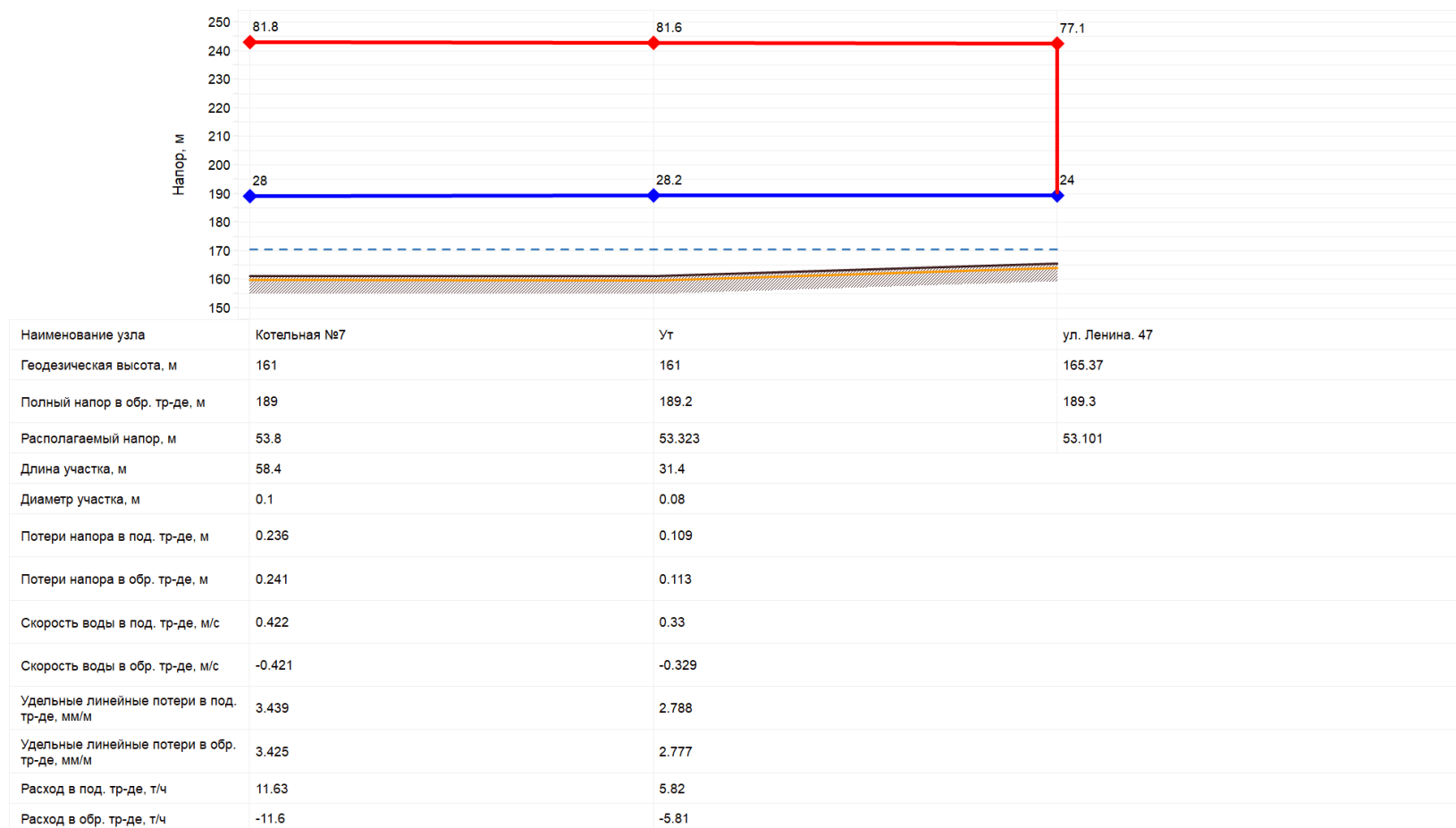


Рисунок 1.21 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47

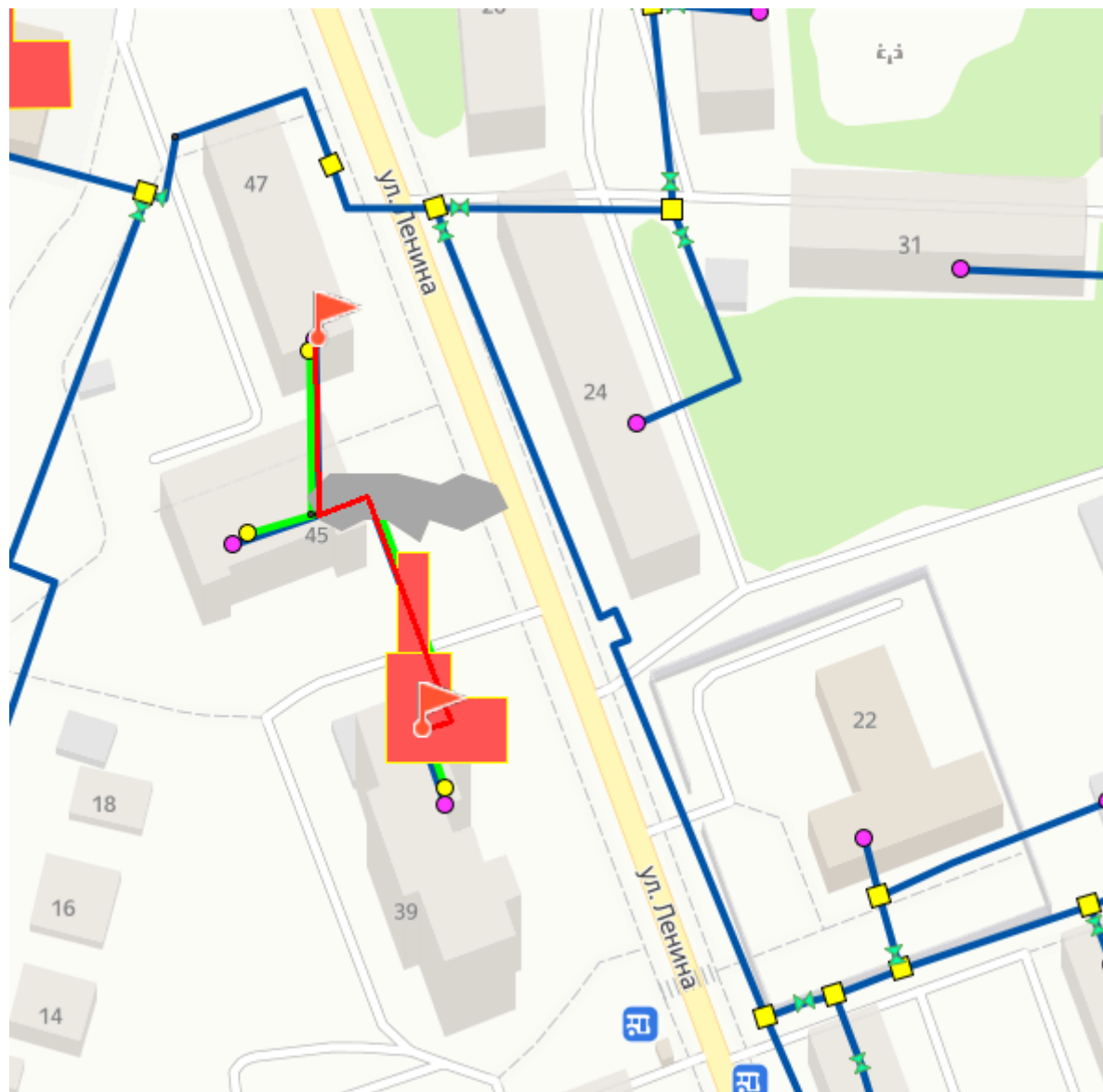


Рисунок 1.22 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47

1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

«Авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства на срок 36 часов и более.

«Инцидент» это:

1. отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей;
2. отклонение от гидравлического или теплового режимов;
3. нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в «Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с «Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Характеристики тепловых сетей

Диаметр, мм	Среднее время восстановления, час
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате гидравлической опрессовки тепловых сетей, проводимой после окончания отопительного периода, выявляются аварийные участки тепловых сетей и проводятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

Эксплуатирующей организацией АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» предоставлена статистика аварийных ситуаций (инцидентов), произошедших за 2019-2023 годы на обслуживаемых тепловых сетях. Информация приведена в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Статистика инцидентов, произошедших на тепловых сетях АО «ТЕПЛО-СЕТЬ ФРЯЗИНО»

Год	Количество отказов в тепловых сетях, ед.	
	в отопительный период	в период испытаний на плотность и прочность
2019 г.	0	0
2020 г.	0	0
2021 г.	0	0
2022 г.	0	0
2023 г.	0	0

1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилых и общественных зданий до 12 °С;
 - промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1.22;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 1.22 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Все ТСО своевременно осуществляют устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице 1.23.

Таблица 1.23 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, час
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

В целом по г.о. Фрязино время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам.

Таблица 1.24 – Среднее время восстановления

Год	Количество отказов в тепловых сетях, ед.		Среднее время восстановления, час
	в отопительный период	в период испытаний на плотность и прочность	
2019 г.	0	0	-
2020 г.	0	0	-
2021 г.	0	0	-
2022 г.	0	0	-
2023 г.	0	0	-

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

Трубопроводы тепловых сетей – это важный элемент систем теплоснабжения. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов, что служит причиной образования течей. Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода – перекладка.

В условиях ограниченного, а точнее недостаточного, финансирования, для повышения экономической эффективности эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сокращения числа аварий (течей), целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

Диагностика состояния тепловой сети начинается с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Затем производится осмотр трассы трубопровода в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ.

При эксплуатации тепловых сетей, для выявления мест утечек теплоносителя из трубопро-

водов, теплоснабжающие организации г.о. Фрязино, применяют следующие методы технической диагностики:

1. Опрессовка на прочность (гидравлические испытания) повышенным давлением.

Метод применяется 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 показывает низкую эффективность 20÷40%. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

2. Ревизия запорной арматуры: разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока, очистка и смазка ходовой части, проверка уплотнительных поверхностей, обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и гидравлические испытания на прочность и плотность. Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой, истек

Следует выделить перспективные косвенные методы технической диагностики, не нашедшие пока применения в теплоснабжающих организациях, но в ближайшей перспективе рекомендуются к использованию в дополнение к существующим методам:

- *Метод акустической диагностики.* Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей и доступен к самостоятельному его применению. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и бесканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта – 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийной опасности – 80%.
- *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 тепловых сетях имеет ограниченную область использования.
- *Метод магнитной памяти металла.* Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. 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 аэросъемка в ИК-диапазоне.* Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.
- *Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.* Метод имеет мало статистики и пока, трудно сказать о его эффективности в условиях города.

- *Метод «Wavemaker».* Данная ультразвуковая система (так называемая система скринингового тестирования труб) предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб). Данная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей. Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.
- *Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.* Контрольные шурфовки трубопроводов проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организаций ежегодно по графику в межотопительный период согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях МУ 34-70-149-86. В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

При помощи существующих различных видов диагностики технического состояния тепловой сети, методами неразрушающего контроля, можно получить полную и точную картину технического состояния тепловой сети и ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных и текущих ремонтов.

Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

- На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного графика ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).
- На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.
- Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.
- Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией городского округа. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность установок и полный или близкий к нему ресурс, с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены или восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04.181-2003. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

1.3.13 Значения утвержденных нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энер-

гии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии, устанавливаемые на период регулирования тарифов на тепловую энергию и платы за услуги по передаче тепловой энергии, разрабатываются для каждой тепловой сети независимо от величины, присоединенной к ней расчетной тепловой нагрузки.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии для АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО», утвержденных Министерством энергетики Московской области, на 2032-2025 гг. приведены в таблице 1.25.

Таблица 1.25 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии

№ п/п	Наименование ор- ганизации	Нормативы			Распоряжение
		Потери теплоносите- лей, куб.м (т)	Потери тепло- вой энергии, Гкал	Расход электрической энергии, тыс. кВт*ч	
1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	2023 год			51-Р от 19.04.2022 г
		Теплоноситель - вода			
		67029	30335	788,21	
2		2024 год			43-Р от 22.05.2023 г
		Теплоноситель - вода			
		67322	31078	790,188	
3		2025 год			47-Р от 05.04.2024 г
		Теплоноситель - вода			
		61742,2	30958,6	786,939	

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

Сведения о фактических тепловых потерях в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» приведены в таблице 1.26.

Таблица 1.26 – Фактические тепловые потери в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
Котельная №11				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	7982,703	7678,662	7535,006
Потери в тепловых сетях	Гкал	570,674	531,739	489,775
	%	7,149	6,925	6,500
Котельная №13				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	97614,854	91341,321	83471,914
Потери в тепловых сетях	Гкал	10596,209	8368,137	7612,993
	%	10,855	9,161	9,120
Котельная №14				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	96825,556	84959,953	85647,157
Потери в тепловых сетях	Гкал	17839,428	7968,873	7612,993
	%	18,424	9,380	8,889
Котельная №15				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	258660,368	249421,736	240225,222
Потери в тепловых сетях	Гкал	18354,681	19546,364	14784,719
	%	7,096	7,837	6,155
Котельная №7				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	2160,399	2160,399	2456,487
Потери в тепловых сетях	Гкал	122,287	122,287	127,156
	%	5,66	5,66	5,176

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

По данным, предоставленным организациями, занятыми в сфере теплоснабжения г.о. Фрязино, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей – 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

В г.о. Фрязино реализованы различные схемы подключения потребителей к тепловым сетям источников тепла. Системы отопления потребителей в зависимости от давления и температуры теплоносителя присоединяются непосредственно, по зависимой схеме, либо по независимой схеме. При зависимой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в системы абонентов. При независимой схеме присоединения применяется теплообменник, разделяющий теплоносители системы отопления и тепловых сетей. Независимая схема присоединения используется при недостаточном или высоком для эксплуатируемой системы отопления гидростатическом давлении на вводе тепловой сети в тепловой пункт здания.

Большинство потребителей присоединено к тепловым сетям по зависимой схеме, которая является наиболее дешевой и простой в монтаже и эксплуатации. Зависимая схема присоединения может быть непосредственной или с применением узла смешения для подсоединения к тепловым сетям, расчетные температурные параметры которых выше параметров системы отопления.

Теплоснабжение потребителей от источников тепла осуществляется через центральные и индивидуальные тепловые пункты, элеваторным подключением или непосредственным присоединением систем отопления с применением различных схем включения подогревателей ГВС.

Необходимость применения центральных тепловых пунктов обусловлена температурным графиком источников тепла, топологией города, размещением источников и генеральным планом застройки поселения. Необходимость установки индивидуальных бойлеров обусловлена требова-

ниями законов и соответствующих технических регламентов, а также строительных норм и правил.

Здесь следует отметить, что ЦТП проектировалась и строилась в прошлом веке. Этот фактор и технические условия, на которые выполнялся проект, обуславливали как выбор принципиальной схемы ЦТП, так и основное технологическое оборудование, имевшееся в то время водоводяные скоростные водоподогреватели, струйные насосы (элеваторы). Кроме того, средства автоматизации, имевшие место во время проектирования и строительства ЦТП, явно не отвечают современным требованиям.

Системы отопления потребителей подключены к тепловой сети преимущественно по зависимой схеме, с применением и без применения смешивающих устройств. Большинство потребителей поселения присоединены к тепловой сети по зависимой схеме с элеватором в качестве смешивательного устройства. Часть потребителей тепла присоединены к тепловым сетям непосредственно без использования смешивающих устройств.

Использование элеваторов, для присоединения систем отопления, существенным образом ограничивает регулирование подачи тепла потребителям, особенно в периоды срезок температурных графиков. Кроме того, использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам.

У потребителей, подключенных по схемам с применением элеваторов, в период работы системы централизованного теплоснабжения в диапазоне нижней – срезки температурного графика, происходит плановый перегрев. В этот период, переход на насосные схемы с применением автоматизации, позволит достичь значительной экономии теплотребления.

В диапазоне верхней срезки температурного графика происходит плановый недогрев потребителей, подключенных по схемам с применением элеваторов. Потребители, подключенные по схемам с насосами смешения, оборудованные средствами автоматизации, и с достаточной поверхностью нагрева недостатка в тепле испытывать не будут. Недостаток качества (температуры) теплоносителя будет компенсироваться его количеством. Однако увеличение доли последних потребителей предъявляет к системе теплоснабжения жесткие требования:

- отпуск теплоносителя с источников тепла должен производиться по температурному графику без срезки (требование п.7.11 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003). В противном случае, регулирование отпуска тепла за счет увеличения расхода теплоносителя приведет к неудовлетворительным изменениям в гидравлических режимах работы тепловой сети.
- сетевые насосы на источниках тепла и подкачивающие насосы на насосных станциях должны быть оборудованы приводами с частотным регулированием для сглаживания колебаний расходов теплоносителя и поддержания необходимого гидравлического режима.

Фактически, в условиях срезки температурного графика, подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя или увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. Конечно, применение различных схем с насосами смешения с использованием современных средств автоматизации, позволит достичь требуемого результата, однако, при этом, в периоды зимнего максимума температур, увеличение расхода теплоносителя на нужды отопления через каждую бойлерную, может превысить расчетный расход в 1,3-1,5 раза.

Присоединение установок горячего водоснабжения осуществляется по закрытой и открытой схемам.

Условные схемы подключения потребителей при открытом водозаборе на горячее водоснабжение, приведены на рисунках 1.23-1.26.

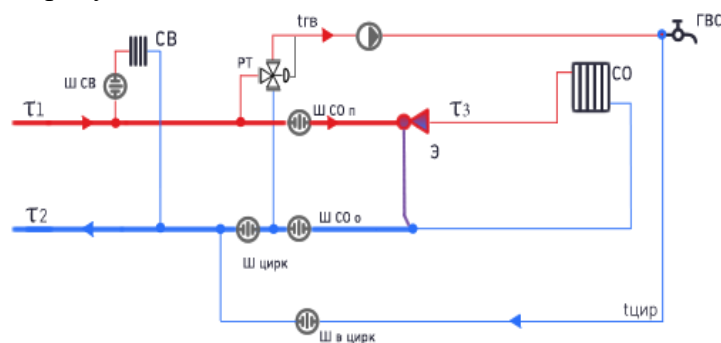


Рисунок 1.23 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением отопления.

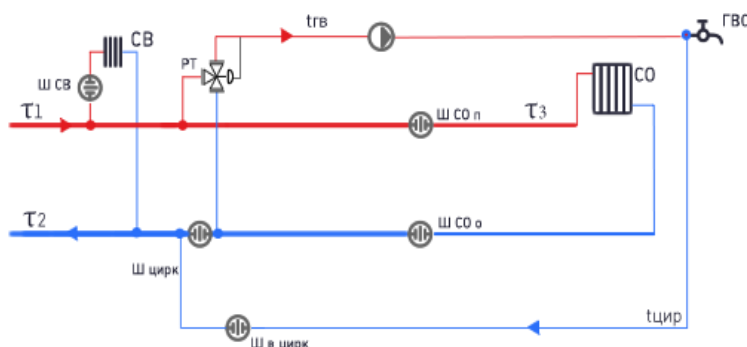


Рисунок 1.24 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением отопления.

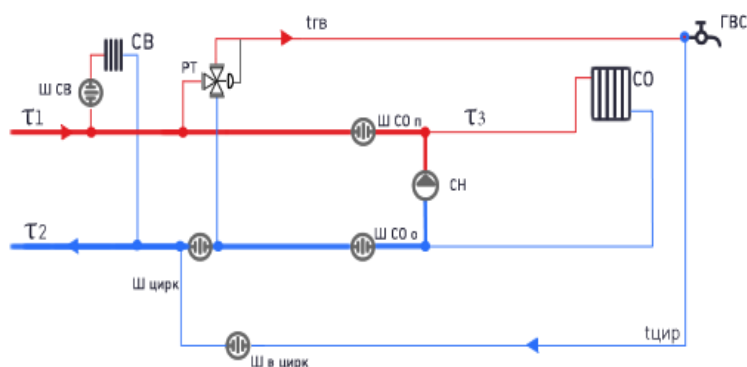


Рисунок 1.25 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением отопления.

В схемах с закрытым водоразбором на горячее водоснабжение подключение подогревателей горячего водоснабжения к тепловой сети выполнено преимущественно по параллельной смешанной схеме.

В случае использования центрального теплового пункта для нужд только ГВС с сохранением гидравлической связанности контура отопления, чаще всего используется схема подключения с элеваторным подключением по отоплению.

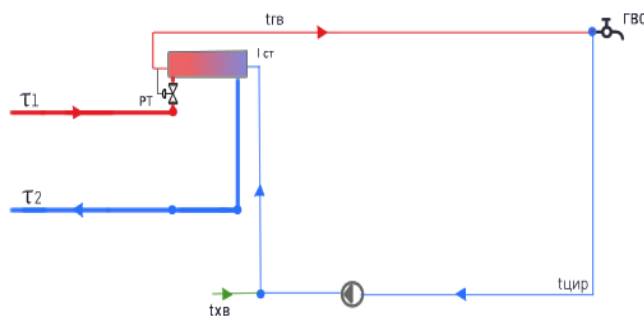


Рисунок 1.26 – Схема ЦТП с подогревателем ГВС

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

Практически все тепловые источники города оборудованы коммерческими узлами учета, оснащенные поверенными средствами измерения, позволяющими вести автоматически инструментальные измерения количества и качества отпущаемой в тепловые сети тепловой энергии.

Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии на территории г.о. Фрязино приведено в таблице 1.27.

Таблица 1.27 – Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии

Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии		
№	Категория	Количество УУТЭ, ед.
1	Промышленные организации	-
2	Бюджетные организации	35
3	Население	99
4	Прочие потребители	64

Общее количество тепловой энергии и теплоносителя, потребленное за расчетный период всеми абонентами без приборов учета, определяется из теплового и водного балансов системы теплоснабжения, а отдельным потребителем — пропорционально его расчетным часовым тепловой и массовой (объемной) нагрузкам, указанным в договоре теплоснабжения, с учетом различия в характере теплового потребления: отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка переменна и зависит от метеоусловий, тепловая нагрузка горячего водоснабжения в течение отопительного периода постоянна.

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов на участках тепловой сети, находящихся на балансе соответствующего абонента, включаются в количество тепловой энергии, потребленной этим абонентом, также, как и потери тепловой энергии со всеми видами утечки и сливом теплоносителя из систем теплоснабжения и трубопроводов его участка тепловой сети.

Для всех объектов капитального строительства с максимальной тепловой нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч в границах г.о. Фрязино требуется установка приборов учета потребляемой тепловой энергии.

Согласно статьи 9 Федерального закона от 29.07.2017 № 279-ФЗ в статью 13 Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» внесены требования о необходимости до 01.01.2019 оборудовать приборами учета потребителей с тепловой нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч.

Установку приборов учета нецелесообразно проводить для ветхих и аварийных объектов.

Выбор типа прибора учета помимо характеристик и общеизвестных требований, например, по длинам прямых участков трубопроводов, должен основываться также на учете следующих факторов:

- допустимого по экономическим соображениям срока окупаемости;
- наличие «запаса» перепада давления на вводе конкретного объекта;
- соответствия теплового узла Правилам технической эксплуатации;
- надежности и ремонтнопригодности приборов;
- необходимости автономного электропитания;
- уровня подготовки эксплуатационного персонала;
- полная автоматизация учета;

- наличие двухмесячного почасового архива;
- доступная стоимость;
- срок присутствия производителя приборов на рынке;
- количество проданных приборов и в каких регионах они эксплуатируются.

Отечественными производителями выпускается большое количество теплосчетчиков, удовлетворяющих по своим техническим характеристикам требованиям Правил учета тепловой энергии. Выбор тепловычислительных комплексов следует производить, исходя из оптимального сочетания цены и качества.

Монтаж узлов учета в муниципальных жилых домах будет выполняться подрядными организациями, прошедшими конкурсный отбор. На жилищно-эксплуатационные предприятия возлагается обязанность по оборудованию помещений узлов учета в части обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования, предотвращения несанкционированного проникновения в узел посторонних лиц. До начала выполнения монтажа предприятием - подрядчиком изготавливается проектно-сметная документация.

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

В целях обеспечения качественного и надежного теплоснабжения при заключении договоров между теплоснабжающей организацией и потребителями тепла (управляющая компания, либо частное лицо) разрабатывается регламент взаимоотношений лиц, участвующих в теплоснабжении.

Порядок взаимоотношений дежурных производственной диспетчерской службы АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» и дежурных диспетчерских служб управляющих компаний регламентирован соответствующими положениями.

В обязанности диспетчерских служб жилищно-эксплуатационных организаций входит контроль работы внутридомовых систем теплоснабжения и параметров теплоносителя на входе в дом, а при отклонении их зафиксировать нарушение режима и сообщить в теплоснабжающую организацию, с которой заключен договор теплоснабжения.

Обязанности производственной диспетчерской службы по системам централизованного теплоснабжения городского поселения осуществляет АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО». Диспетчерская служба АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» осуществляет координацию действия ремонтного и эксплуатационного персонала на поддержание работоспособности действия систем централизованного теплоснабжения, информирование общественности о перечне предоставляемых предприятием услуг и их стоимости, проведение мониторинга качества предоставления платных услуг предприятием.

Коммунальные услуги предоставляются потребителю в порядке, предусмотренном федеральными законами, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Договор теплоснабжения, согласно статьям 426 и 454 Гражданского кодекса Российской Федерации, относится к публичным договорам и является отдельным видом договоров купли-продажи.

В соответствии с Положением о формировании договорных отношений в жилищно-коммунальном хозяйстве на территории муниципального образования, утвержденного приказом Минстроя России от 20.08.96 № 17-113, договоры с поставщиками коммунальных услуг предусматривают следующие необходимые основные положения:

- гарантируемый уровень качества, надежности и экологической безопасности оказываемых услуг;

- объем предоставляемых услуг;
- обязательства по оплате, включая сроки и способ оплаты;
- экономические санкции, применяемые сторонами в случае нарушения условий договора;
- порядок разрешения споров, изменения условий, прекращения договора.

В представленных договорах АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» включены следующие условия и сведения:

- количество тепловой энергии (отопление, ГВС, вентиляция, пар);
- количество теплоносителей (устанавливается с учетом величин расхода на горячее водоснабжение, планируемых утечек в тепловых сетях и теплопотребляющих установках расхода пара на технологические нужды);
- качество тепловой энергии: по сетевой воде - температура в подающем трубопроводе по температурному графику регулирования отпуска теплоты, перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах;
- качество теплоносителей (показатели качества теплоносителей принимаются): по сетевой воде - соответствие физико-химических характеристик показателям, установленным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»;
- обязанности абонента по поддержанию качества тепловой энергии и теплоносителей (устанавливаются величины максимальной температуры сетевой воды в обратном трубопроводе, степень возврата конденсата, обязательства по недопущению снижения качества сетевой воды и конденсата, возвращаемых абонентом теплоснабжающей организации);
- расчеты (порядок установления тарифов и их изменения, а также форма расчетов);
- порядок учета тепловой энергии и теплоносителей;
- Обязательными приложениями к договору являются:
акты об установлении границ эксплуатационной ответственности;
температурный график регулирования отпуска тепловой энергии.

Количество отпускаемой тепловой энергии в теплоносители по их параметрам, максимальные часовые тепловые нагрузки, максимальные часовые и среднечасовые расходы теплоносителей устанавливаются теплоснабжающей организацией на основании заявок абонентов, подтвержденных проектными данными и паспортами теплопотребляющих установок, и фиксируются в договоре.

Увеличение абонентом максимальных часовых расходов теплоносителя и расчетных тепловых нагрузок допускается после внесения соответствующих изменений в договор.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В системах теплоснабжения отсутствуют системы автоматического регулирования и защиты (САРЗ), поэтому потери теплоносителя и тепловой энергии по данной статье расхода отсутствуют.

Звонки от абонентов поступают диспетчеру, регистрируются в журнале и передаются соответствующим службам. Средств автоматизации и телемеханизации у диспетчерской службы нет.

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления установлена на источнике централизованного теплоснабжения. Для защиты тепловых

сетей от превышения допустимого давления используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления, средства защиты от гидроудара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов.

1.3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно пункту 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" под бесхозяйной тепловой сетью понимается совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии и не имеющих эксплуатирующей организации. Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозяйной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

Единственный признак, позволяющий отнести ту или иную тепловую сеть к бесхозяйной – отсутствие эксплуатирующей организации.

Бесхозяйные тепловые сети, в силу пункта 3 ст. 225 Гражданского кодекса РФ, переходят в муниципальную собственность. До такого перехода, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей на органы местного самоуправления, согласно. Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", возлагается обязанность по определению, в течение 30 дней, организации, которая будет осуществлять их содержание и обслуживание. В роли такой организации может выступать:

1. Теплосетевая организация, чьи тепловые сети непосредственно соединены с бесхозяйными сетями. В этом случае исходным критерием для выбора организации выступает наличие непосредственного присоединения бесхозяйных объектов к сетям данной организации, которая их использует в своей основной деятельности.

2. Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, куда входят бесхозяйные тепловые сети, осуществляющая их содержание и обслуживание. Во втором случае, таким критерием выступает наличие в системе теплоснабжения единой теплоснабжающей организации, осуществляющей содержание и обслуживание бесхозяйных объектов.

Орган регулирования обязан расходы, на обслуживание таких сетей, включить в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Принятие на обслуживание бесхозяйных сетей в порядке ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" не отменяет необходимости принятия их в собственность органом местного самоуправления. Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей осуществляется на основании постановления Правительства Российской Федерации от 17.09.2003 № 580"Об утверждении Положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей".

Вне зависимости от наличия в системе теплоснабжения бесхозяйных тепловых сетей, обязанность по надежному и бесперебойному снабжению потребителей энергией, должна возлагаться на профессиональных участников рынка тепловой энергии – теплоснабжающую, теплосетевую организации.

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино приведен в таблице 1.28.

Таблица 1.28 – Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино

№ п/п	Участок	Принадлежность сети	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м
1	Тепловая сеть от УТ-38 до здания Попова 3б	сети отопления	50	29
2	Тепловая сеть к зданию ВНС-7 по пр. Мира, д.22, стр.1	сети отопления	70	26
3	Тепловая сеть к зданию КНС по ул.Пушкина, д.16 ,стр.1	сети отопления	50	17
Итого				72,0

1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики тепловых сетей в г.о. Фрязино не разрабатывались.

1.3.23 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период, предшествующий разработки схемы теплоснабжения зафиксированы следующие изменения:

Протяженность тепловых сетей от котельной №14 уменьшилась на 13 м в 1-но трубном исчислении в связи с:

1. Прокладкой наружных тепловых сетей от жилого дома №2А по ул. Центральная до здания МДОУ №5, расположенных по адресу: Московская область, г.о. Фрязино, ул. Центральная, 8Б на основании технических условий подключения к централизованной системе теплоснабжения и дополнительного соглашения №1 (Приложение №1 к Договору №27/3-2022 от 29.06.2022 г. подключения (технологического присоединения) к централизованной системе теплоснабжения), выданного АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».

2. В связи с демонтажом/монтажом:

- ввода тепловых сетей в МОУ СОШ №4 (ул. Луговая, д.31) на основании технических условий подключения к централизованной системе теплоснабжения (Приложение №1 к Договору №11/3-2023 от 25.05.2023 г. подключения (технологического присоединения) к централизованной системе теплоснабжения), выданного АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»;
- части тепловых сетей объекта «Прокладка тепловых сетей от УТ-180 по ул. Советская (в районе жилого дома №3А) до жилого дома, расположенного по адресу: Московская область, г.о. Фрязино, пр. Мира, д.3» (от УТ-180 до УТ-199А (в районе жилых домов №№3А, 3Б по ул. Советская). Данные тепловые сети поставлены на кадастровый учет в Росреестре (50:44:0000000:7271).

Протяженность тепловых сетей от котельной №15 увеличилась на 62 м в 1-но трубном исчислении в связи с:

1. Прокладкой наружных тепловых сетей от УТ-94Б до здания, расположенных по адресу: Московская область, г.о. Фрязино, ул. Институтская, 8А на основании технических условий подключения к централизованной системе теплоснабжения (Приложение №1 к Договору №40/3-2023 от 27.09.2023 г. подключения (технологического присоединения) к централизованной системе теплоснабжения), выданного АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО». Данная тепловая сеть поставлена на кадастровый учет в Росреестре (50:44:0000000:7268).

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

Настоящая глава содержит описание существующей зоны действия источника тепловой энергии в системе теплоснабжения на территории г.о. Фрязино.

Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Расположение централизованных источников теплоснабжения с выделением зоны действия, а также основные тепловые трассы от централизованных источников к потребителям по территориальным отделам, приведены на ниже рисунках.

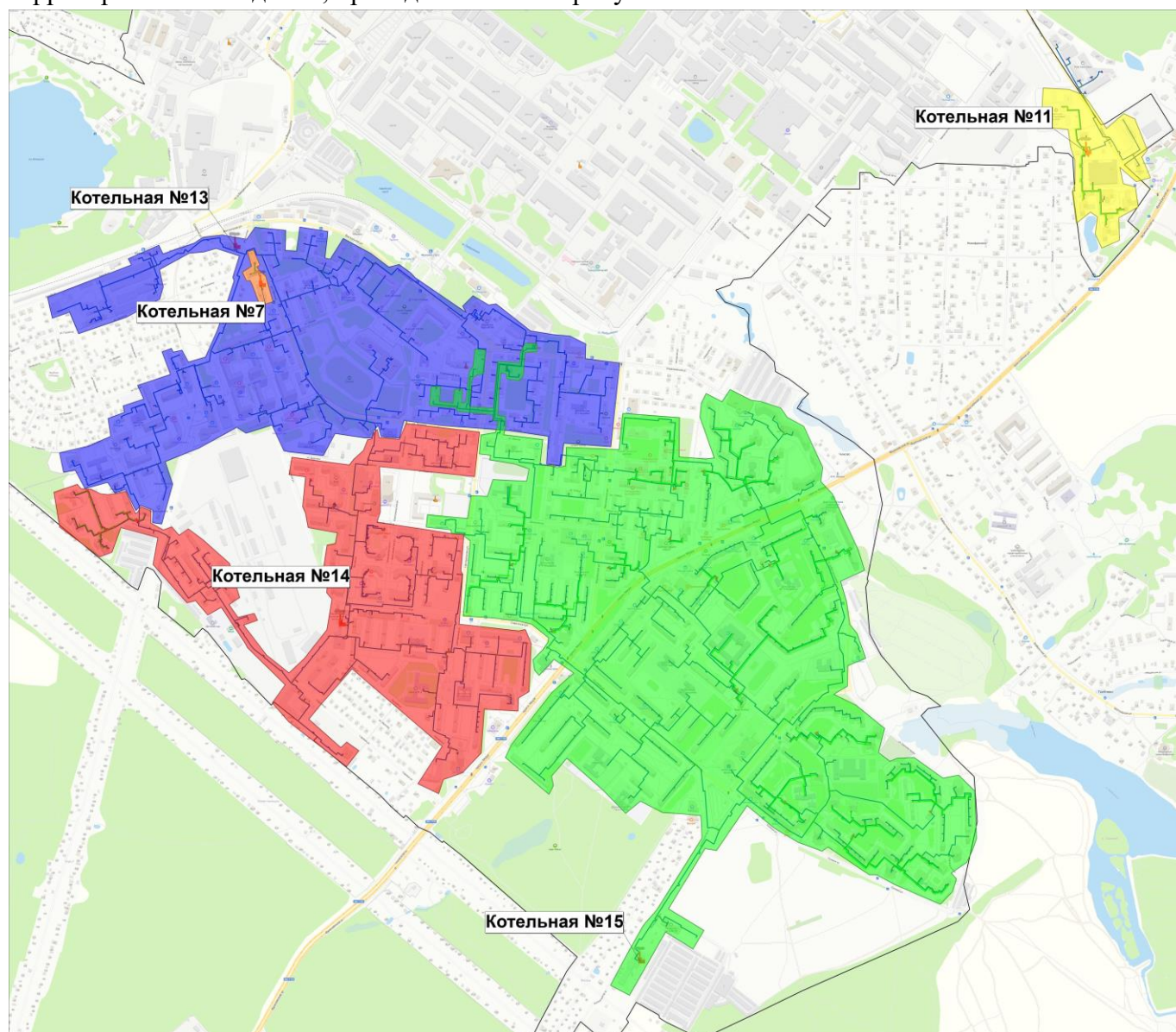


Рисунок 1.27 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино

Котельная № 11 расположена по адресу г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2. Зона действия Котельной №11 представлена на рисунке 1.28.

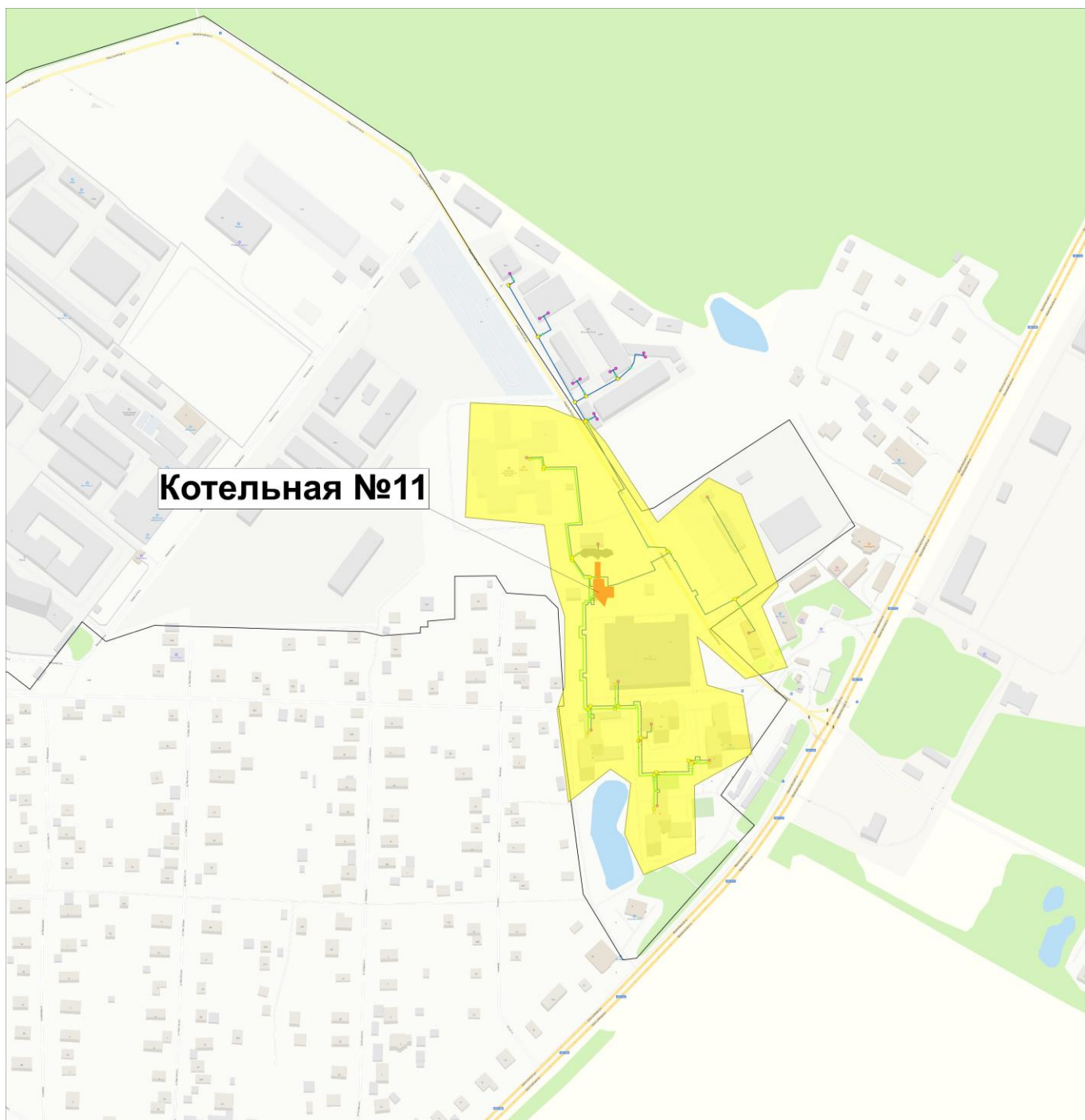


Рисунок 1.28 - Зона действия Котельной №11

Котельная № 13 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45. Зона действия Котельной №13 представлена на рисунке 1.29.

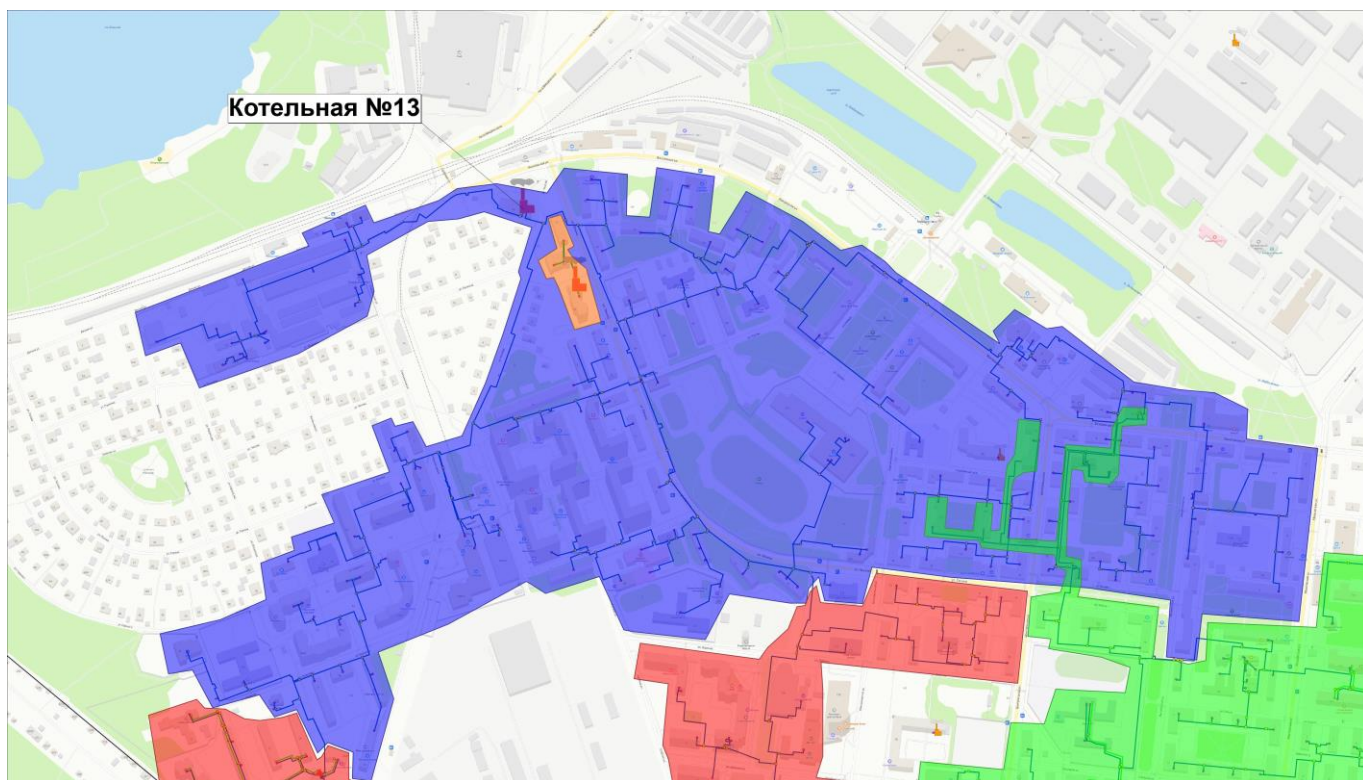


Рисунок 1.29 – Зона действия Котельной №13

Котельная № 14 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Советская, д. 21. Зона действия Котельной №14 представлена на рисунке 1.30.

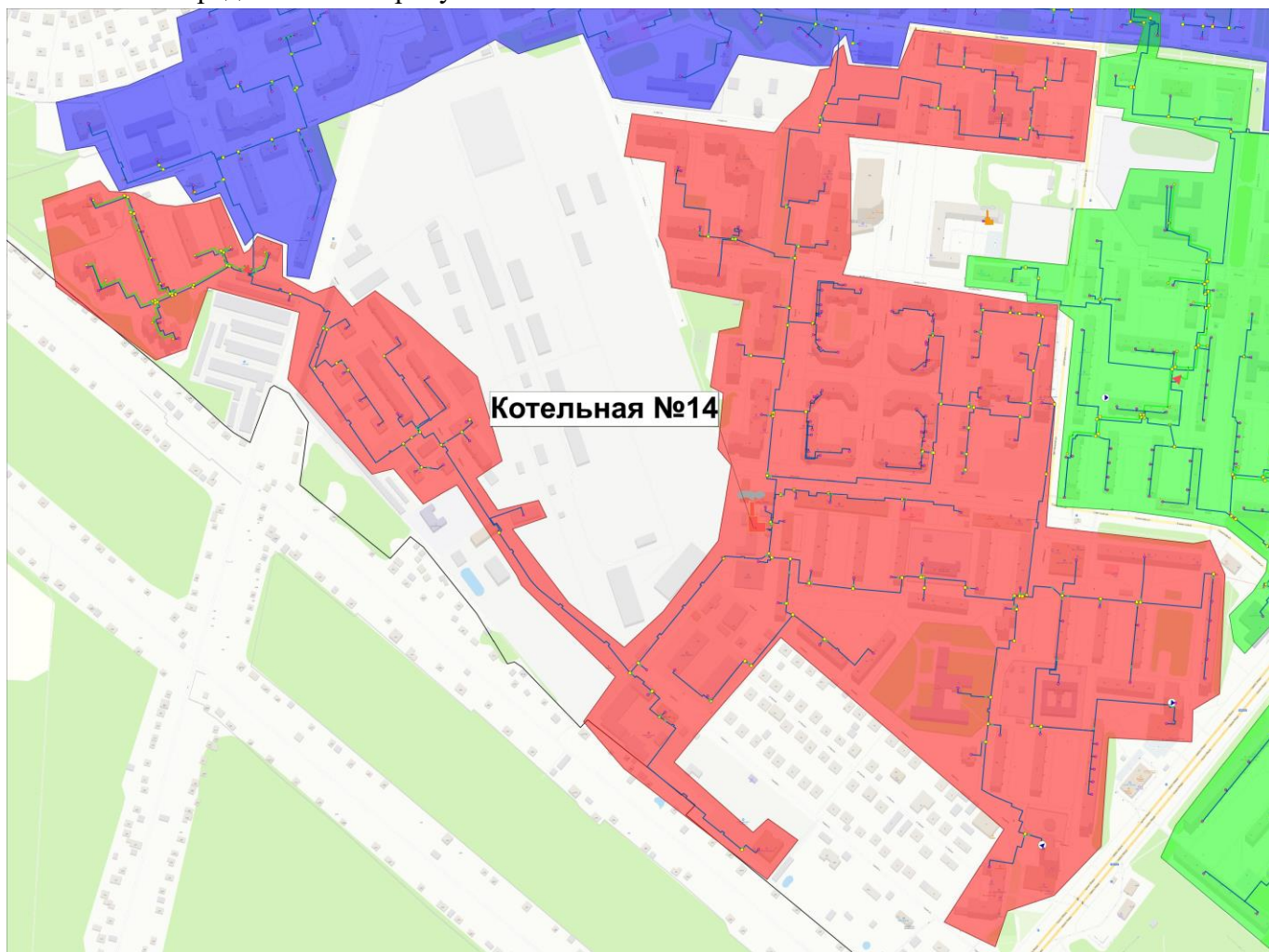


Рисунок 1.30 – Зона действия Котельной №14

Котельная № 15 расположена по адресу: г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1. Зона действия Котельной №15 представлена на рисунке 1.31.

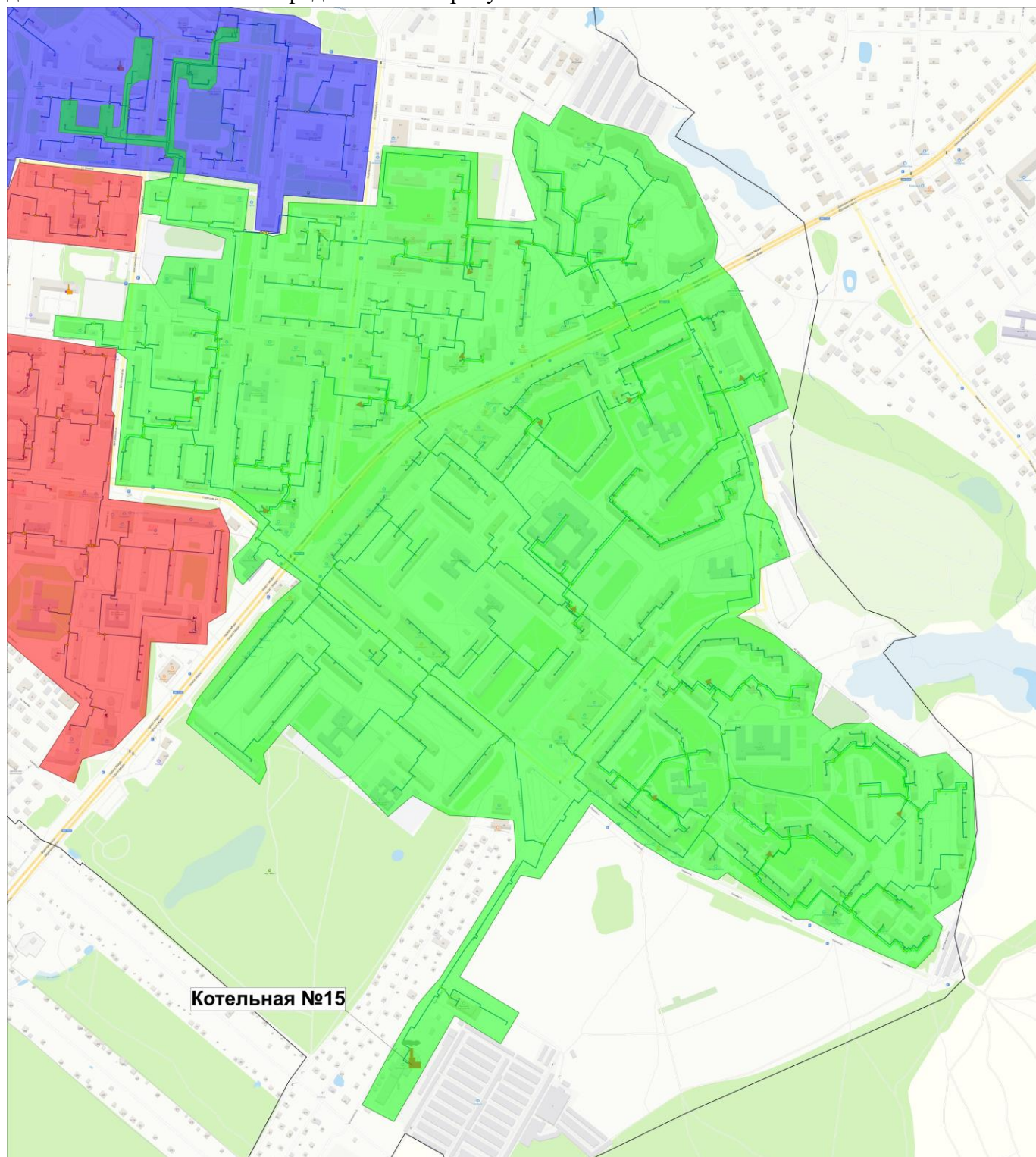


Рисунок 1.31 – Зона действия Котельной №15

Котельная № 7 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39. Зона действия Котельной №7 представлена на рисунке 1.32.

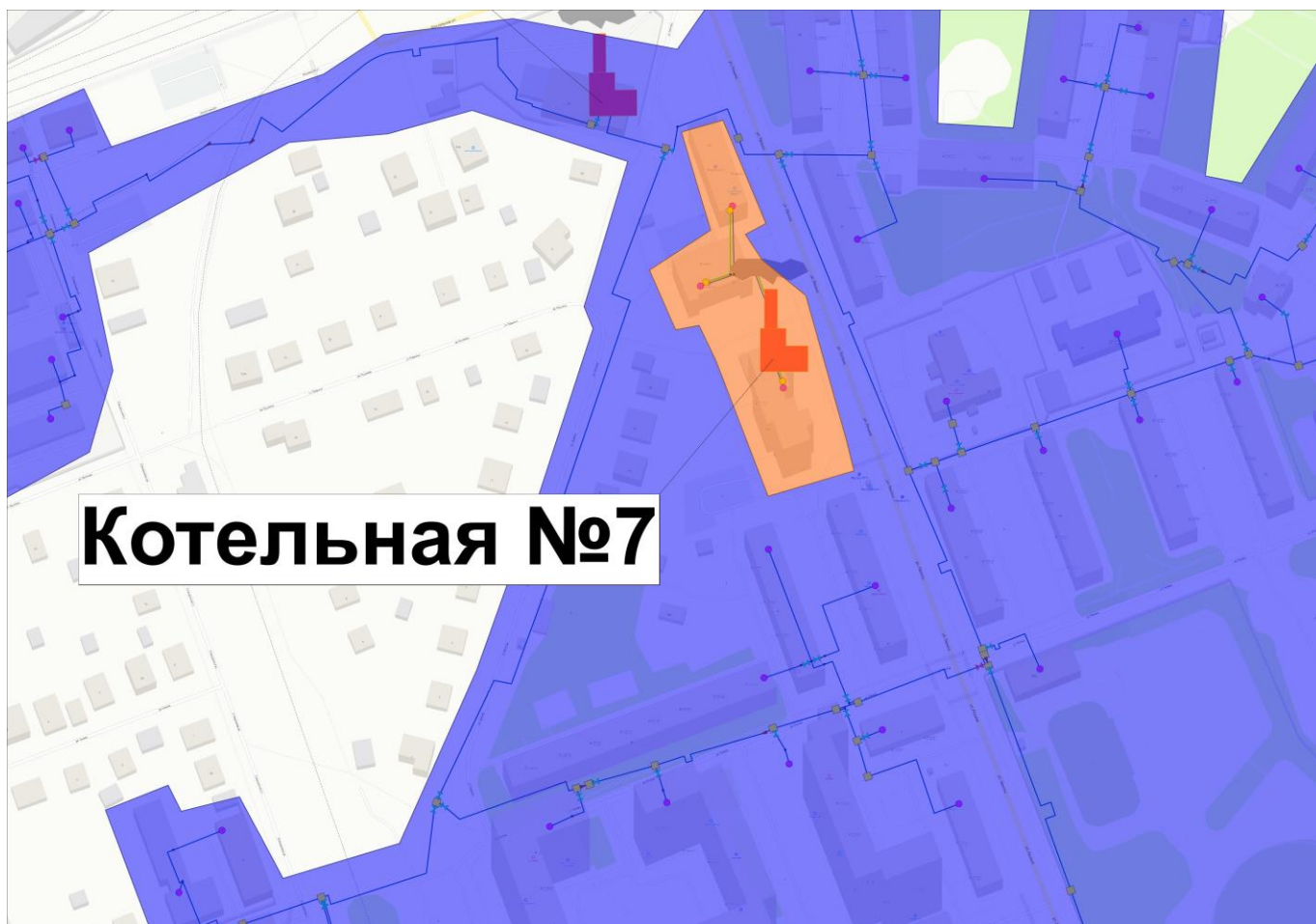


Рисунок 1.32 – Зона действия Котельной №7

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

1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

В таблице 1.29 представлены значения спроса на тепловую энергию в расчетных элементах территориального деления.

Таблица 1.29 – Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Источник	Категория потребителей	Отопление + вентиляция	горячее водоснабжение	Всего по категориям потребителей	Итого
1	Котельная №11	Население	1,635	0,594	2,229	4,535
		Бюджет	1,936	0,179	2,115	
		Прочие	0,178	0,012	0,190	
2	Котельная №13	Население	27,240	2,918	30,158	37,679
		Бюджет	2,543	1,829	4,372	
		Прочие	3,141	0,009	3,149	
3	Котельная №14	Население	21,540	3,785	25,325	29,067
		Бюджет	1,863	0,552	2,415	
		Прочие	1,279	0,048	1,327	
4	Котельная №15	Население	61,052	11,974	73,026	85,767
		Бюджет	6,589	1,369	7,958	
		Прочие	4,484	0,299	4,783	
5	Котельная №7	Население	0,626	0,281	0,907	0,907
		Бюджет	0,000	0,000	0,000	
		Прочие	0,000	0,000	0,000	
ИТОГО по г.о. Фрязино		Население	112,093	19,553	131,646	157,955
		Бюджет	12,931	3,929	16,860	
		Прочие	9,082	0,368	9,450	

1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии на базовый период (2023 год), представлены в таблице 1.30.

Таблица 1.30 – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2023 год

Населенный пункт	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч		
			Отопление + вентиляция	ГВС _{ср.}	Итого
			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
г. Фрязино	Котельная №11	5,268	3,749	0,786	4,535
	Котельная №13	30,4	32,923	4,756	37,679
	Котельная №14	34,4	24,682	4,385	29,067
	Котельная №15	90	72,125	13,642	85,767
	Котельная №7	1,29	0,626	0,281	0,907
	ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино	160,068	134,105	23,850	157,955

1.5.3 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В настоящее время в России большую популярность получает индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в отдельно взятом помещении (частном доме или квартире).

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает

необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам. Также преимуществом подобных систем является большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит в среднем от получаса до часа времени, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд неустранимых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьезная проблема для поквартирного отопления – это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся многоквартирных домах с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления. Система индивидуального отопления может применяться только на отдельно стоящих зданиях и сооружениях.

Переоборудование существующих объектов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, без значительных расходов на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности газотранспортной сети, реконструкции существующих систем вентиляции (в том числе систем удаления уходящих дымовых газов), без участия специализированных проектных, строительно-монтажных организаций, а также без согласования проектных решений, как со стороны собственников жилых и нежилых помещений и организаций выполнивших проект на указанный МКД, не допускается.

В настоящее время установка квартирных источников тепла запрещена в соответствии со статьей 14 пункта 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

Согласно закону Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использо-

ванием индивидуальных квартирных источников на территории г.о. Фрязино не зафиксировано.

1.5.4 Объем потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Объем годового потребления тепловой энергии в г.о. Фрязино в расчетных элементах территориального деления за 2023 год, представлена в таблице 1.31.

Таблица 1.31 – Объем потребления тепловой энергии по элементам территориального деления городского округа Фрязино

№ п/п	Источник тепловой энергии	Потребление тепловой энергии, Гкал	
		Год	Отопительный период
1	Котельная №11	7045,231	5866,933
2	Котельная №13	79302,889	66639,454
3	Котельная №14	78034,164	53472,564
4	Котельная №15	225440,503	162861,994
5	Котельная №7	2329,331	1630,532
ИТОГО по г.о. Фрязино		392152,118	290471,477

1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для г.о. Фрязино на отопление и горячее водоснабжение представлены на рисунках 1.33 - 1.35.

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории городского округа Фрязино Московской области утверждены в соответствии с Распоряжением №61-РВ от 16.05.2016 Министерством жилищно-коммунального хозяйства Московской области «Об утверждении норматива расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории г.о. Фрязино Московской области».

Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению утвержден постановлением Главы города Фрязино Московской области №22 от 22.01.2010 г. «О внесении изменений в постановление Главы города от 23.11.2007 №903 «Об установлении тарифов на услуги МУП «Водоканал», размера платы за пользование жилым помещением, содержание и ремонт жилого помещения, нормативов потребления услуг»».



**МИНИСТЕРСТВО
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

РАСПОРЯЖЕНИЕ

16.05.2016 № 61-РВ

г. Москва

Об утверждении норматива расхода тепловой энергии,
используемой на подогрев холодной воды для предоставления
коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории
городского округа Фрязино Московской области

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 3 Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг», и руководствуясь пунктом 12.22 Положения о Министерстве жилищно-коммунального хозяйства Московской области, утвержденного постановлением Правительства Московской области от 03.10.2013 № 787/44 «Об установлении штатной численности и утверждении Положения о Министерстве жилищно-коммунального хозяйства Московской области»:

1. Утвердить на территории городского округа Фрязино Московской области прилагаемые нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (далее - нормативы расхода тепловой энергии).

2. Установить, что:

2.1. Нормативы расхода тепловой энергии определены с помощью расчетного метода.

2.2. Единицей измерения нормативов расхода тепловой энергии является Гкал на подогрев 1 куб. метра холодной воды.

3. Отделу координации и внешнего взаимодействия Организационно-аналитического управления в течение 10 дней с даты подписания настоящего распоряжения обеспечить его размещение на официальном сайте в сети Интернет.

4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя министра жилищно-коммунального хозяйства Московской области И.С. Доркину.

Министр жилищно-коммунального
хозяйства Московской области

003660
Е.А. Хромушин

Документ создан в электронной форме. № 61-РВ от 16.05.2016. Исполнитель: Полховская Н.С.
Страница 1 из 2. Страница создана: 16.05.2016 15:45



Приложение

Нормативы
расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории городского округа Фрязино Московской области

№ п/п	Конструктивные особенности дома	Единица измерения	Норматив расхода тепловой энергии	
			Открытая система горячего водоснабжения	Закрытая система горячего водоснабжения
	Без наружной сети горячего водоснабжения			
1.	С неизолированными стояками:			
1.1.	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,0646	0,0646
1.2.	Без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб. м	0,0596	0,0596

Рисунок 1.34 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ, стр. 2 из 2)

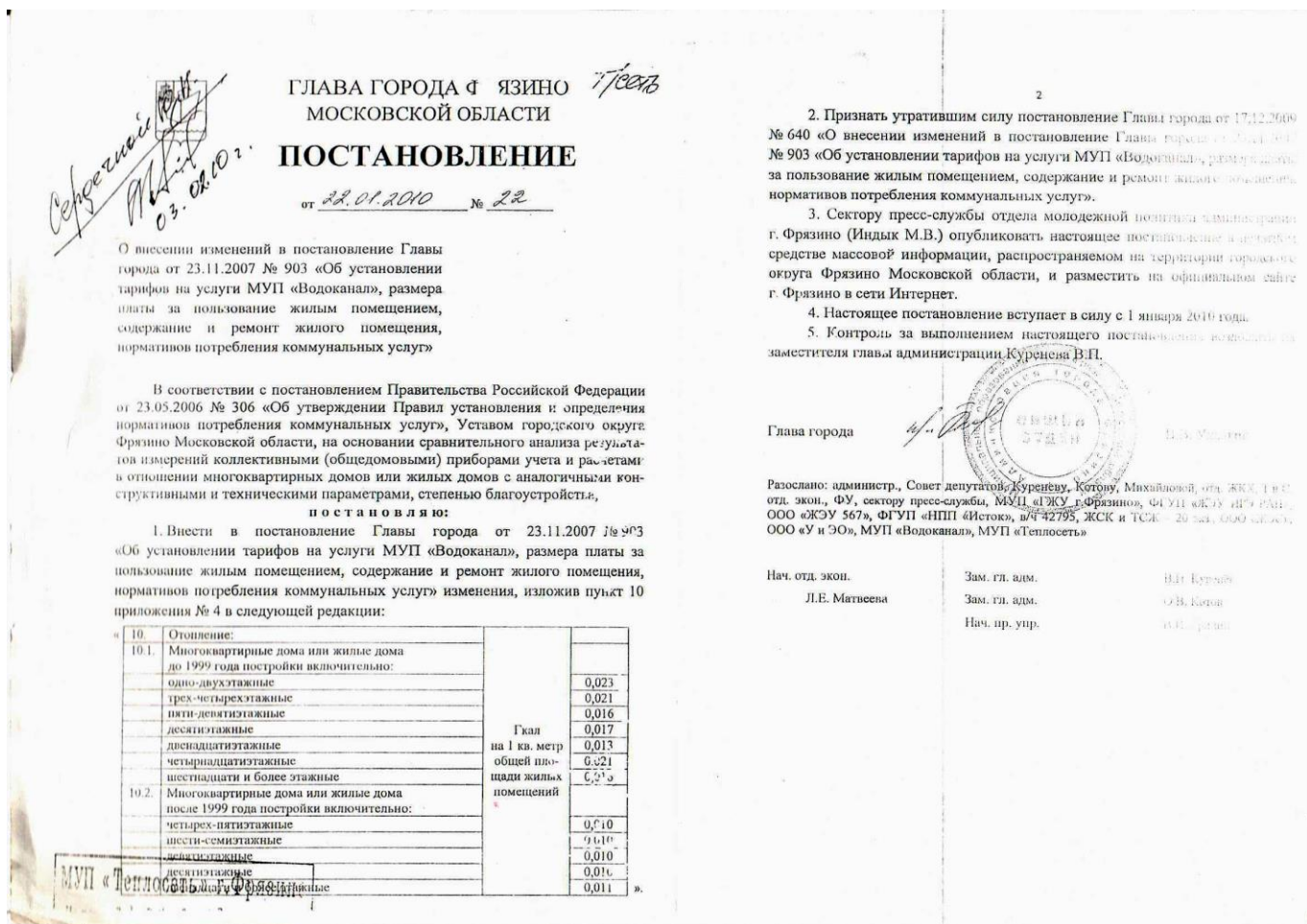


Рисунок 1.35 – Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению

1.5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Величины договорных тепловых нагрузок не превышают расчетных (фактических).

1.5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, зафиксированные за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, отсутствуют.

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

1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

- установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Для оценки текущего состояния развития источников тепловой энергии, г.о. Фрязино и проверки достаточности установленной мощности для покрытия тепловых нагрузок, проведен расчет баланса тепловых нагрузок и мощности по каждому источнику теплоснабжения. На основе этих данных были сформированы балансы тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии. Тепловая нагрузка внешних потребителей в горячей воде для составления баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии определена согласно п.6.1.3. «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» по формуле:

$$Q_{p,гв}^{BH} = \sum_{i=1}^I (Q_{o,p} + Q_{в,p} + Q_{гвс,p} + Q_{техн,p})_i$$

где I – количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям;

$Q_{o,p,i}$ – тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{в,p,i}$ - тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции) i -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{гвс,p,i}$ - тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения) i -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{техн,p,i}$ - тепловая нагрузка на технологические нужды (тепловая мощность технологических теплоиспользующих установок в горячей воде) i -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

Подробная информация по балансу тепловой мощности источников тепловой энергии по г.о. Фрязино представлена в таблице 1.32.

Таблица 1.32 – Тепловой баланс мощности теплоисточников г.о. Фрязино

№ п/п	Наименование источника	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расход тепла на собственные и хоз. нужды	Тепловая мощ- ность котельной нетто	Потери в ТС	Подключенная тепловая нагрузка
		Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
1	Котельная №11	5,182	5,169	0,065	5,104	0,096	4,535
2	Котельная №13	30,4	30,47	0,26	30,210	0,943	37,679
3	Котельная №14	34,4	33,77	0,274	33,496	1,131	29,067
4	Котельная №15	90	98,44	0,774	97,666	2,238	85,767
5	Котельная №7	1,29	1,29	0,013	1,277	0,054	0,907

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

В таблице 1.33 приведена структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику централизованного теплоснабжения для г.о. Фрязино. Расчет резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии был произведен на основании представленных данных теплоснабжающими организациями.

Таблица 1.33 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

№ п/п	Источник	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч	Резерв/дефицит от мощности нетто, %
1	Котельная №11	5,169	5,104	0,473	9,3
2	Котельная №13	30,47	30,210	-8,412	-27,8
3	Котельная №14	33,77	33,496	3,298	9,8
4	Котельная №15	98,44	97,666	9,661	9,9
5	Котельная №7	1,29	1,277	0,316	24,8

Анализ представленного материала показывает, что имеется дефицит тепловой мощности на котельной №13.

Дефицит тепловой мощности для котельных обусловлен превышением расчетной тепловой нагрузки потребителей над располагаемой мощностью котельных.

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 к потребителю

Гидравлические режимы тепловых сетей обеспечивает насосное оборудование источников и центральных тепловых пунктов.

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах.

2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ни-

же 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).

4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).

5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

7. В летний период давление в подающей и обратной магистрали принимают больше статического давления в системе ГВС.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в Zulu Thermo 2021. Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения гидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения г.о. Фрязино. Результаты расчета представлены в пьезометрических графиках, построенных на основании расчета, для участков тепловых сетей от источников тепла до наиболее удаленного потребителя, в п. 1.3.8.

Из анализа пьезометрических графиков (см. п.1.3.8.) следует вывод, что существующие системы теплоснабжения, напоры и расходы теплоносителя в тепловых сетях от источников тепла до потребителей способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. В целом гидравлические режимы тепловых сетей, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, можно охарактеризовать как удовлетворительные. Дефициты по пропускной способности тепловых сетей отсутствуют, а резервы по пропускной способности достаточны для удовлетворения текущих потребностей г.о. Фрязино.

1.6.4 Описание 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. Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения;
- разбалансировка системы теплоснабжения;
- большие потери в тепловых сетях.

Дефициты тепловой мощности на тепловых источниках приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных и близких к ним температурах наружного воздуха.

1.6.5 Описание 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

Анализ возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино представлен в таблице 1.34.

Таблица 1.34 – Возможность расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино

№ п/п	Источник	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч	Резерв/дефицит % от располагаемой мощности источника тепловой энергии, %	Резерв/дефицит от мощности нетто, %	Возможность расширения технологической зоны действия источника
1	Котельная №11	5,104	0,473	9,2	9,3	присутствует
2	Котельная №13	30,210	-8,412	-27,6	-27,8	отсутствует
3	Котельная №14	33,496	3,298	9,8	9,8	присутствует
4	Котельная №15	97,666	9,661	9,8	9,9	присутствует
5	Котельная №7	1,277	0,316	24,5	24,8	присутствует

Возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в г.о. Фрязино практически отсутствуют. Это связано с отсутствием значительных резервов на источниках тепла и с разбросанностью и оторванностью друг от друга локальных участков тепловых сетей, что создает проблемы по резервированию тепловых мощностей в случаях серьезных повреждений на участках тепло-трассы или на источнике тепла.

1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2022г. и 2023г. представлено в таблице 1.35.

Таблица 1.35 – Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2022 год и 2023 год

№ п/п	Источник	Установленная мощность		Располагаемая тепловая мощность		Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность котельной нетто		Потери тепловой энергии, Гкал/ч		Присоединенная тепловая нагрузка		Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч	
		2022 г	2023 г	2022 г	2023 г	2022 г	2023 г	2022 г	2023 г	2022 г	2023 г	2022 г	2023 г	2022 г	2023 г
1	Котельная №11	5,182	5,182	5,143	5,169	0,065	0,065	5,078	5,104	0,096	0,096	4,535	4,535	0,447	0,473
2	Котельная №13	30,4	30,4	30,47	30,47	0,26	0,26	30,210	30,210	0,943	0,943	37,787	37,679	-8,520	-8,412
3	Котельная №14	34,4	34,4	33,77	33,77	0,274	0,274	33,496	33,496	1,131	1,131	29,067	29,067	3,298	3,298
4	Котельная №15	90	90	99,59	98,44	0,774	0,774	98,816	97,666	2,238	2,238	85,957	85,767	10,621	9,661
5	Котельная №7	1,29	1,29	1,29	1,29	0,013	0,013	1,277	1,277	0,054	0,054	0,907	0,907	0,316	0,316

Часть 7. Балансы теплоносителя

Теплоснабжение в г.о. Фрязино организовано как по открытой, так и по закрытой схеме, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем ее санкционированного отбора из тепловой сети.

В системе теплоснабжения возможна утечка сетевой воды из тепловых сетей, в системах теплопотребления через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери компенсируются на котельных подпиточной водой, количество которой должно соответствовать величинам утечек.

Проектная производительность водоподготовительных установок превосходит существующую потребность, что позволяет наращивать теплопотребление без существенных вложений в водоподготовку.

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей в г.о. Фрязино организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На ряде не автоматизированных котельных используется вакуумная деаэрация, позволяющая произвести более глубокую очистку теплоносителя от кислорода и других газовых факторов коррозии трубопроводов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

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

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов. Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 среднегодовая утечка теплоносителя (м. куб./ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м. куб./ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025V_{TC} + G_M$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети;

V_{TC} - объем воды в системах теплоснабжения, м. куб.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м. куб. на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м. куб. на 1 МВт – при открытой системе и 30 м. куб. на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ($G_{ом}$, м³/ч), подаваемой с источника, составляет:

$$G_{ом} = 0,0025V_{ТС} + G_{ГВМ}$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³/ч.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м³/Гкал. Ёмкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при $v=6$ м³/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

Структура балансов производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источников тепловой энергии городского округа, приведены в таблице 1.36.

Таблица 1.36 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети

№ п/п	Наименование источника	Объем магистральных тепловых сетей	Объем систем теплоснабжения	Фактический объем теплосетей	Отпуск теплоносителя из тепловых се- тей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Расчетная подпитка теплосети в эксплу- атационном режиме	Необходимая аварийная подпитка теп- лосети	Максимальная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	Фактическая производительность ВПУ	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва	Количество баков-аккумуляторов теп- лоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Тип системы ХВО
		м³	м³	м³	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	%	шт.	тыс. м³	-
1	Котельная №11	41,60	112,47	154,07	0,00	0,39	3,08	0,39	2,5	2,11	84,6	2	0,126	Натрий-катионит. АКВАФЛОУ DC SP 62006
2	Котельная №13	582,30	987,69	1569,99	0,00	3,92	31,40	3,92	30	26,08	86,9	1	0,1	Натрий-катионит. фильтры
3	Котельная №14	586,30	740,46	1326,76	21,37	3,32	26,54	24,68	60	35,32	58,9	2	0,8	Натрий-катионит. фильтры
4	Котельная №15	2071,90	2163,75	4235,65	55,28	10,59	84,71	65,87	180	114,13	63,4	3	1,2	Натрий-катионит. фильтры
5	Котельная №7	2,08	18,78	20,86	0,00	0,05	0,42	0,05	25	24,95	99,8	0	0	Натрий-катионит. фильтры

Существующие системы ХВО котельных г.о. Фрязино обеспечивают подпитку теплосети в соответствии с требованиями норм.

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

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой. При возникновении аварийной ситуации в системе теплоснабжения возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между трубопроводами или за счет использования существующих баков аккумуляторов.

В силу сложившейся, преимущественно радиальной схеме исполнения тепловых сетей, аварийные ситуации на магистральных участках тепловых сетей ведут к остановке источника (отключению неисправного участка и следующих за ним участков тепловой сети). Аварии на внутриквартальных распределительных тепловых сетях не приводят к критичным потерям теплоносителя, по причине малых диаметров внутриквартальных тепловых сетей, а аварийная подпитка при этом может осуществляться неподготовленной (водопроводной) водой, при аварийной подпитке более производительности системы ХВО. В соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети, аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Балансы водоподготовительных установок для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются.

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показаны в п/п 1.7.1 в таблице 1.36.

Сравнение объемов аварийной подпитки с объемом тепловых сетей поселения позволяет сделать вывод о достаточности существующих мощностей ВПУ и баков-аккумуляторов, которые обеспечивают аварийную подпитку. Дополнительные мероприятия по повышению объемов аварийной подпитки не требуются.

1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в балансах водоподготовительных установок не зафиксировано.

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

В качестве основного топлива на всех источниках тепловой энергии г.о. Фрязино используется природный газ.

В таблице 1.37 представлены виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа

Таблица 1.37 – виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа

№ п/п	Наименование теплоисточника	Виды топлива	
		основное	резервное
1	Котельная №11	газ	отсутствует
2	Котельная №13	газ	отсутствует
3	Котельная №14	газ	отсутствует
4	Котельная №15	газ	мазут
5	Котельная №7	газ	отсутствует

Данные о количестве потребленного основного топлива источниками тепла городского округа за базовый 2023 год, приведены в таблице 1.38.

Таблица 1.38 – Количество основного топлива, потребленного на источниках тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Теплотворная способность топлива, ккал/м ³	Расход газа, тыс. м ³	Расход газа в условном топливе, Т _{у.т}	Удельный расход топлива, кг/Гкал(на от-пуск)
1	Котельная №11	8297	1005,833	1186,761	157,50
2	Котельная №13	8297	11060,176	13045,17	156,28
3	Котельная №14	8297	11339,882	13388,223	156,32
4	Котельная №15	8297	31746,963	37481,579	156,03
5	Котельная №7	8297	337,237	389,182	158,43
Итого			55490,091	65490,915	156,18

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

Согласно представленным данным, резервное топливо практически для всех источников тепловой энергии г.о. Фрязино не предусматривается, за исключением:

- Котельная №15, для которой резервным топливом является мазут.

Норматив создания запасов топлива на источниках тепла рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии» утвержденным приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 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 электростанций и котельных, работающих на газе, 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:

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

где Q_{max} – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

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

K – коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо;

T – длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 1.39.

Таблица 1.39 – Длительность периода формирования объема ННЗТ

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сутки
твердое	железнодорожный транспорт	14
твердое	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
жидкое	автотранспорт	5

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Результаты расчетов неснижаемого нормативного запаса резервного топлива для прочих источников тепла приведены в таблице 1.40.

Таблица 1.40 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива

Наименование котельной	Вид резервного топлива	Расчетный годовой запас, т		
		ОНЗТ	ННЗТ	НЭЗТ
Котельная №15	мазут	983	780	203

1.8.3 Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения

Характеристики и объемы сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения приведены в таблицах 1.37-1.38.

1.8.4 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Поставщиком газа для нужд котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является ООО «Газпром трансгаз Москва».

Средняя калорийность топлива на 2023 год составляет 8297 ккал/м³.

Источником газоснабжения г.о. Фрязино является кольцевой газопровод Московской области (КГМО) с условным диаметром $D_u = 800$ мм и $D_u = 1200$ мм $P \leq 5,5$ МПа, от которого природный газ поступает на ГРС "Литвиново", пропускной способностью 25,0 тыс. нм³/час и ГРС "Монино" с пропускной способностью 90,0 тыс. нм³/час, от которой по газопроводу условным диаметром $D_u = 350$ мм и давлением $P \leq 1,2$ МПа газ подается на ГГРП "Фрязино".

Ограничений поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха нет.

Сбоев поставки основного вида топлива не зафиксировано. Количество поставляемого топлива всем потребителям обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего года. В зафиксированный минимум температур наружного воздуха в 2023 году перерывы в поставках топлива отсутствовали.

Критического снижения давления природного газа, при котором происходит аварийное от-

ключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось. Количество поставляемого газового топлива на источники тепла (лимит) обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

В качестве примера физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 показаны на рисунках 1.36 – 1.37.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Москва»
Московское ЛПУМГ

Адрес: 108814, г. Москва, поселение Сосенское, пос. Газопровод.

Телефон: 8 (495) 817-15-58

УТВЕРЖДАЮ
Начальник филиала
ООО «Газпром трансгаз Москва»
«Московское ЛПУМГ»

А.В. Касьяненко
М.П. _____ 2023 г.



ПАСПОРТ № ГГП-50-10-2023
качества газа горючего природного за октябрь 2023 г.

СХ

ООП

1. Паспорт распространяется на объёмы газа поданного в общем потоке по газопроводу **КГМО (кольцевой газопровод Московской области)**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Алферово, Буньково, ГТ ТЭЦ Щелково, Гжель, 9 Ногинск, 38 Жуклино, 47 Дуброво, Егорьевск-1, Егорьевск-2, Изовер, Кроношпан, Икша, Ильинский Погост, Красноармейск, Куровское, Ликино-Дулево-1, Ликино-Дулево-2, Лесное, Литвиново-2, Черноголовка, Ногинск, Обухово, Орехово-Зуево, Орловский, Павловский Посад, Петровская, Покров, Пушкино, Раменское, Ногинской КС, Северная, Софрино, Сергиев Посад, Стрелки, Фряново, Хотьково, Электрогорск, Электроугли, Электроугли-2, Южная.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС Ногинской КС
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Страница 1 из 3 Паспорт № ГГП-50-10-2023

Рисунок 1.36 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)		
	метан			не нормируется	94,62
	этан			не нормируется	3,36
	пропан			не нормируется	0,85
	изо-бутан			не нормируется	0,138
	норм-бутан			не нормируется	0,127
	нео-пентан			не нормируется	менее 0,005
	изо-пентан			не нормируется	0,0237
	норм-пентан			не нормируется	0,0165
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0203
	диоксид углерода			не более 2,5	0,324
	азот			не нормируется	0,495
	кислород			не более 0,050	менее 0,005
	водород			не нормируется	0,0151
	гелий			не нормируется	0,0092
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,74 8297
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	41,20 – 54,50 9840 - 13020	50,12 11972
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7102
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³		не более 0,036	0,0047
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствуют
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-2021	ниже температуры газа	минус 16,3
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	—	не нормируется	+10,4
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГПП коммунально-бытового назначения. Для ГПП промышленного назначения показатель устанавливают по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-10 определены средствами измерений, установленными в Химико-аналитической лаборатории Московского ЛПУМГ (заключение № РТ-ОСИ-4900-142-2023 о состоянии измерений в лаборатории от 25.09.2023г).

Ответственный исполнитель



Т.М. Тугушева

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

покупателю (потребителю) _____ по его запросу

наименование региональной компании по реализации газа или филиала
наименование предприятия

«___» _____ 20__ г.

Страница 2 из 3 Паспорт № ГПП-50-10-2023

Рисунок 1.37 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года

1.8.5 Описание использования местных видов топлива

На источниках тепловой энергии в г.о. Фрязино местные виды топлива не используются.

1.8.6 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива для муниципальных и ведомственных котельных является природный газ. Средняя калорийность топлива на 2023 год составляет 8297 ккал/м³.

Уголь для выработки тепловой энергии не используется.

1.8.7 Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе

На территории г.о. Фрязино преобладающим видом топлива является природный газ.

1.8.8 Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа

Приоритетным направлением развития топливного баланса является использование природного газа.

1.8.9 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Динамика потребления топлива на источниках тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, не изменилась.

Часть 9. Надёжность теплоснабжения

1.9.1 Категория надёжности котельных по отпуску тепловой энергии потребителям

Надёжность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надёжность теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии. Главный критерий надёжности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчётного времени.

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

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

1. Показатель надёжности электроснабжения источников тепла ($KЭ$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения $KЭ = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 – $KЭ = 0,8$;
 - 5,0 – 20 – $KЭ = 0,7$;
 - свыше 20 – $KЭ = 0,6$.

2. Показатель надёжности водоснабжения источников тепла ($KВ$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке $Kв = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной;
 - до 5,0 Гкал/ч – $Kв=0,8$;
 - свыше 5,0 до 20 Гкал/ч – $Kв=0,7$;
 - свыше 20 Гкал/ч – $Kв=0,6$.

3. Показатель надёжности топливоснабжения источников тепла ($KТ$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива $Kт = 1,0$;
- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной;
 - до 5,0 Гкал/ч – $Kт=1,0$;
 - свыше 5,0 до 20 Гкал/ч – $Kт=0,7$;
 - свыше 20 Гкал/ч – $Kт=0,5$.

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($KБ$).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10% - $K_b = 1,0$;
- свыше 10 до 20% - $K_b = 0,8$;
- свыше 20 до 30% - $K_b = 0,6$;
- свыше 30% - $K_b = 0,3$.

5. Показатель уровня резервирования (K_p) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризующий отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- резервирование свыше 90 до 100% нагрузки - $K_p = 1,0$
- резервирование свыше 70 до 90% нагрузки - $K_p = 0,7$
- резервирование свыше 50 до 70% нагрузки - $K_p = 0,5$
- резервирование свыше 30 до 50% нагрузки - $K_p = 0,3$
- резервирование менее 30% нагрузки - $K_p = 0,2$

6. Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

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

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

$$I_{отк} = \frac{n_{отк}}{3S} \left[\frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}} \right],$$

Где $n_{отк}$ – количество отказов за последние три года;

S — протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

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

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

8. Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{ав}}{Q_{факт}} \times 100 [\%],$$

Где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

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

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

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

9. Показатель качества теплоснабжения ($K_{ж}$), характеризующий количеством жалоб потре-

бителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = \frac{Д_{жал}}{Д_{сумм}} \times 100 [\%],$$

Где $Д_{сумм}$ — количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

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

В зависимости от рассчитанного коэффициента ($Ж$) определяется показатель надежности ($КЖ$):

- до 0,2 – $КЖ = 1,0$;
- 0,2 – 0,5 – $КЖ = 0,8$;
- 0,5 – 0,8 – $КЖ = 0,6$;
- свыше 0,8 – $КЖ = 0,4$.

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($К_{над}$) определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$ и $К_с$:

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

где n – число показателей, учтенных в числителе.

Системы теплоснабжения, признанные по общему показателю надежности высоконадежными и надежными, в части обеспечения элементной надежности внешними системами электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии могут признаваться ненадежными.

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{сис\т} = \frac{Q_1 \cdot K_{над}^1 + Q_2 \cdot K_{над}^2 + \dots + Q_n \cdot K_{над}^n}{Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n},$$

где $K_{над}^1$, $K_{над}^2$, ..., $K_{над}^n$ – значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

Q_1 , Q_2 , ..., Q_n – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Данные по расчету коэффициента надежности, систем теплоснабжения г.о. Фрязино, приведены в таблице 1.41.

Таблица 1.41 – Показатели надежности системы теплоснабжения г.о. Фрязино

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель качества теплоснабжения	Показатель надежности
		КЭ	КВ	КТ	КБ	КР	КС	Котк	Кнед	Кжал	Кнад
Котельные АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»											
1	Котельная №11	1	1	0,7	1	-	1	1	1	1	0,963
2	Котельная №13	1	0,6	0,5	1	-	1	1	1	1	0,888
3	Котельная №14	1	0,6	0,5	1	-	1	1	1	1	0,888
4	Котельная №15	1	1	1	1	-	1	1	1	1	1,000
5	Котельная №7	0,7	0,7	0,7	1	-	1	1	1	1	0,888
Итого по ГО Фрязино		0,94	0,78	0,68	1	-	1	1	1	1	0,925

Оценка надежности систем теплоснабжения осуществляется в зависимости от полученных показателей надежности. Системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные – более 0,9;
- надежные – 0,75 – 0,89;
- малонадежные – 0,5 – 0,74;
- ненадежные – менее 0,5.

Таким образом, системы централизованного теплоснабжения, функционирующие в городском округе, можно оценить, как «высоконадежные».

1.9.2 Техническое состояния резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения

Состояние резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения приведены в п/п 1.9.1, таблица 1.41, столбцы Кэ, Кв, Кт.

1.9.3 Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Отказов участков тепловых сетей в 2022 году не происходило.

1.9.4 Частота отключения потребителей

Отключений потребителей, в результате аварий на тепловых сетях за 2022 год, не зафиксировано.

1.9.5 Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

1.9.6 Определение возможных сценариев возникновения и развития аварий, конкретизации технических средств и действий производственного персонала и спецподразделений по локализации аварий

Сценарии наиболее вероятных аварий в системе теплоснабжения объекта

Возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- Гипотетическая авария с разгерметизацией технологических систем газорегуляторного устройства. Возможны аварии, связанные с отказом оборудования систем газорегуляторного устройства и повышением давления газа в сети низкого давления. Их причины - повышенная влажность транспортируемого газа, некачественное техническое обслуживание и несоответствие пропускной способности оборудования фактическим режимам;
- Усталость материала труб, коррозия; брак сварных швов, деформация, механическое повреждение в результате нарушения регламента работ и т.д. В большинстве случаев такие повреждения указывают на отсутствие контроля за техническим состоянием газопроводов со стороны эксплуатирующих организаций и низкий уровень технадзора в процессе строительства;

- нарушения технологии ремонта;
- нарушения режимов или параметров подачи газа, в т.ч. недопустимое повышение или понижение давления газа, недопустимые колебания давления газа в т.ч. по внешней сети (на магистральном или подающем газопроводе);
- нарушения регламента пусков - остановок, в т.ч. аварийных, котельного оборудования.
- Появление энергетического (теплого) источника зажигания с параметрами, достаточными для воспламенения паровоздушной или газовоздушной смеси, что предопределяет возникновение пожара (взрыва), в результате чего наступает разрушение (повреждение) оборудования и зданий.

Наиболее вероятными энергетическими источниками являются:

- электрическая искра (дуга) при коротком замыкании;
- искрение электрооборудования, несоответствующего по исполнению категории и группе горючей среды;
- открытое пламя (зажженная спичка, лампа) и искры при газосварочных и других огневых работах;
- несоблюдение режима курения;
- нагрев отдельных узлов и поверхностей технологического оборудования выше допустимой температуры при перегрузке электросети и оборудования;
- разряды атмосферного электричества при неисправности, неправильном конструктивном исполнении или отказе защищающего молниеотвода;
- несоблюдение правил пожарной безопасности по совместному хранению веществ, материалов и отходов.

Силы и средства объекта для локализации и ликвидации последствий аварий

Охрана объекта осуществляется круглосуточно.

Охрану объекта от пожаров осуществляет противопожарная служба.

Помещения объекта оборудованы пожарной сигнализацией.

Объект оборудован всеми необходимыми первичными средствами пожаротушения. Также в котельной имеется пожарный щит, ящик с песком, багор, ведро, лопата.

Из средств индивидуальной защиты - противогазы и респираторы - защитное средство органов дыхания в количестве согласно требованиям промышленной безопасности и ГОЧС.

Силы и средства в АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО», привлекаемые для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении производственных аварий: сотрудники объекта, автотранспорт, силы и средства пожарной части, силы и средства ПАСФООО «Сервис Безопасность Плюс».

Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток представлена на рисунке 1.38.



Рисунок 1.38 – Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток

1.9.7 Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения по общему показателю надежности, отсутствуют. Показатель надежности удовлетворяет требованиям п. 6.26 СП124.13330.2012.

1.9.8 Результат анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно, Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001 № 191:

Авариями в тепловых сетях считаются (п. 2.10):

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности, которых продолжается более 36 часов;
- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50% отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются (п.2.11):

- неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по

отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °С - не более 16 часов; не ниже 10°С не более 8 часов; не ниже 8 °С - не более 4 часов).

Функциональными отказами в тепловых сетях считаются (п. 2.12):

- нарушения режима, не вызвавшие последствий, указанных в пп.2.10 и 2.11 Методических рекомендаций, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Инцидентами не являются:

- повреждения трубопроводов и оборудования, выявленные во время испытаний, проводимых в неотапительный период;
- отключения теплопровода и системы теплопотребления объектов, находящихся на балансе потребителя, если оно произошло не по вине персонала теплоснабжающей организации.

В аварийно-диспетчерской службе должна вестись статистика аварийных отключений участков тепловых сетей. Информация, заносимая в специальную форму, позволяет отслеживать время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, определять зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

Исходя из этого определения: аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило, аварийные отключения потребителей отсутствовали.

1.9.9 Результат анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не должно превышать нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные распоряжением Министерства жилищно-коммунального хозяйства Московской области №14 от 2 апреля 2010 года «Об утверждении Методических рекомендаций о порядке подготовки к отопительному периоду объектов жилищно-коммунального хозяйства в Московской области».

По отчетам аварийных ситуаций на источниках тепловой энергии в г.о. Фрязино, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Котельные г.о. Фрязино работают в штатном режиме.

1.9.10 Обеспеченность бесперебойного удовлетворенности потребностей населения при ликвидации аварийной ситуации с учетом групп потребителей

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

Аварий, то есть повреждений на элементах тепловых сетей, повлекших прекращение теп-

лоснабжения каких-либо объектов сроком более 36 часов в течение отопительного периода – не зафиксировано.

1.9.11 Описание изменений в надежности теплоснабжения 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

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

В настоящее время предоставление информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования для широкого круга пользователей регламентируется «Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

В соответствии Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» предусмотрено:

Пунктом.2. Под раскрытием информации в настоящем документе понимается обеспечение доступа неограниченного круга лиц к информации независимо от цели ее получения. Пунктом 3. Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

а) обязательного опубликования на официальном сайте в информационно - телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - сеть "Интернет") органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), и (или) на официальном сайте органа местного самоуправления поселения или городского округа в случае их наделения в соответствии с законом субъекта Российской Федерации полномочиями по государственному регулированию цен (тарифов), и (или) на сайте в сети "Интернет", предназначенном для размещения информации по вопросам регулирования тарифов, определяемом Правительством Российской Федерации;

б) опубликования на официальном сайте в сети "Интернет" органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) и в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления (далее - печатные издания), - в случае и объемах, которые предусмотрены пунктом 9 настоящего документа;

в) опубликования по решению регулируемой организации на ее официальном сайте в сети "Интернет";

г) предоставления информации на безвозмездной основе на основании письменных запросов потребителей товаров и услуг регулируемых организаций (далее - потребители) в порядке, установленном настоящим документом» Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» определены стандарты раскрытия информации», в соответствии с которыми: «Регулируемой организацией подлежит раскрытию информация:

а) о регулируемой организации (общая информация);
б) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);
в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);

г) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;

- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- е) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;
- и) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Пунктом 16. Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги).

Пунктом 18. В рамках общей информации о регулируемой организации раскрытию подлежат следующие сведения:

- а) наименование юридического лица, фамилия, имя и отчество руководителя регулируемой организации;
- б) основной государственный регистрационный номер, дата его присвоения и наименование органа, принявшего решение о регистрации в качестве юридического лица;
- в) почтовый адрес, адрес фактического местонахождения органов управления регулируемой организации, контактные телефоны, а также (при наличии) официальный сайт в сети "Интернет" и адрес электронной почты;
- г) режим работы регулируемой организации, в том числе абонентских отделов, сбытовых подразделений и диспетчерских служб;
- д) регулируемый вид деятельности;
- е) протяженность магистральных сетей (в одностороннем исчислении) (километров);
- ж) протяженность разводящих сетей (в одностороннем исчислении) (километров);
- з) количество теплоэлектростанций с указанием их установленной электрической и тепловой мощности (штук);
- и) количество тепловых станций с указанием их установленной тепловой мощности (штук);
- к) количество котельных с указанием их установленной тепловой мощности (штук);
- л) количество центральных тепловых пунктов (штук).

Пунктом 19. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности), содержит сведения:

- а) о выручке от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности;
- б) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:
 - расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;
 - расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;

- расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости), и объем приобретения электрической энергии;
- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;
- расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе;
- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;
- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала;
- расходы на амортизацию основных производственных средств;
- расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности;
- общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;
- общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;
- расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);
- прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) о чистой прибыли, полученной от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей);

г) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей);

д) о валовой прибыли (убытках) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);

е) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);

ж) об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч);

з) о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч);

и) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);

к) об объеме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);

л) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал);

- м) о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (Ккал/ч. мес.);
- н) о фактическом объеме потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал);
- о) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);
- п) о среднесписочной численности административно-управленческого персонала (человек);
- р) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал);
- с) об удельном расходе электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт*ч/Гкал);
- т) об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал).

Пунктом 20. Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации содержит сведения:

- а) о количестве аварий на тепловых сетях (единиц на километр);
- б) о количестве аварий на источниках тепловой энергии (единиц на источник);
- в) о показателях надежности и качества, установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- г) о доле числа исполненных в срок договоров о подключении (технологическом присоединении);
- д) о средней продолжительности рассмотрения заявок на подключение (технологическое присоединение) (дней).

Пунктом 21. Информация об инвестиционных программах регулируемой организации содержит сведения:

- а) о наименовании, дате утверждения и цели инвестиционной программы;
- б) о наименовании органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, утвердившего инвестиционную программу (органа местного самоуправления в случае передачи соответствующего полномочия), и о наименовании органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу;
- в) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;
- г) о потребностях в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы, в том числе с разбивкой по годам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);
- д) о плановых значениях целевых показателей инвестиционной программы (с разбивкой по мероприятиям);
- е) о фактических значениях целевых показателей инвестиционной программы;
- ж) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);
- з) о внесении изменений в инвестиционную программу.

Пунктом 22. Информация о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения содержит сведения:

- а) о количестве поданных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;
- б) о количестве исполненных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;
- в) о количестве заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении (технологическом присоединении) (с указанием причин) в течение квартала;
- г) о резерве мощности системы теплоснабжения в течение квартала.

Пунктом 23. При использовании регулируемой организацией нескольких систем теплоснабжения информация о резерве мощности таких систем публикуется в отношении каждой системы теплоснабжения.

Пунктом 24. Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), содержит сведения об условиях публичных договоров поставок регулируемых товаров (оказания регулируемых услуг), в том числе договоров о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения

Пунктом 25. Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения, содержит:

- а) форму заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- б) перечень документов и сведений, представляемых одновременно с заявкой на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- в) реквизиты нормативного правового акта, регламентирующего порядок действий заявителя и регулируемой организации при подаче, приеме, обработке заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, принятии решения и уведомлении о принятом решении;
- г) телефоны и адреса службы, ответственной за прием и обработку заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения.

Пунктом 26. Информация о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемых организаций, содержит сведения о правовых актах, регламентирующих правила закупки (положение о закупках) в регулируемой организации, о месте размещения положения о закупках регулируемой организации, а также сведения о планировании закупочных процедур и результатах их проведения.

Пунктом 27. Информация о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования содержит копию инвестиционной программы, утвержденной в установленном законодательством Российской Федерации порядке (проекта инвестиционной программы), а также сведения:

- а) о предлагаемом методе регулирования;
- б) о расчетной величине цен (тарифов);
- в) о сроке действия цен (тарифов);
- г) о долгосрочных параметрах регулирования (в случае если их установление предусмотрено выбранным методом регулирования);
- д) о необходимой валовой выручке на соответствующий период, в том числе с разбивкой по годам;
- е) о годовом объеме полезного отпуска тепловой энергии (теплоносителя);

ж) о размере экономически обоснованных расходов, не учтенных при регулировании тарифов в предыдущий период регулирования (при их наличии), определенном в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Пунктом 28. Информация, указанная в пунктах 16, 24 и 25 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня принятия соответствующего решения об установлении цен (тарифов) на очередной расчетный период регулирования.

Пунктом 29. Информация, указанная в пунктах 19 - 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня направления годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа.

Пунктом 30. Регулируемая организация, не осуществляющая сдачу годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, раскрывает информацию, указанную в пунктах 19 - 21 настоящего документа, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, не позднее 30 календарных дней со дня истечения срока, установленного законодательством Российской Федерации для сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы.

Пунктом 31. Информация, указанная в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией в течение 10 календарных дней со дня принятия органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органом местного самоуправления в случае передачи соответствующих полномочий) решения о внесении изменений в инвестиционную программу.

32. Информация, указанная в пункте 22 раскрывается регулируемой организацией ежеквартально, в течение 30 календарных дней по истечении квартала, за который раскрывается информация.

33. Информация, указанная в пунктах 26 и 27 раскрывается в течение 10 календарных дней с момента подачи регулируемой организацией заявления об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены в таблице 1.42.

Таблица 1.42 - Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
1	Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	775385
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	370 579,98
2.1	Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0
2.2	Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки	тыс. руб.	0
2.3	Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	52 095,91
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	5,3
2.3.2	Объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	9 808,57
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	21 821,93
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	4 284,98

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
2.6	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	195 820,39
2.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	150 631,07
2.6.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	45 189,32
2.7	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала, в том числе:	тыс. руб.	40 977,52
2.7.1	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	31 521,17
2.7.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	9 456,35
2.8	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	36 126,69
2.8.1	Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	36 126,69
2.8.2	Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	0
2.9	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	6 851,99
2.10	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	12 600,57
2.10.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	876,45
2.10.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	11 724,12
2.11	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0
2.11.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0
2.11.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	0
2.12.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
2.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	0
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	88 323,00
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	339
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	96 747,40
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	96 747,40
5.1.1	Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	84 025,87
5.1.2	Изменения стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	12 721,53
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0
6	Годовая бухгалтерская (финансовая) отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=ea963f64-93cf-4254-9e19-8ae1fca7f11f
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	161,06
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осу-	Гкал/ч	158,19

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
	существования регулируемых видов деятельности		
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	453,158
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	382,14
10.1	По приборам учёта	тыс. Гкал	189,9
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	189,9
10.2	Расчётным путём	тыс. Гкал	0
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	192,24
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год	30 335,00
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	27 056,51
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	199
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	31
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	156,3
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал	156,2
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,02
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	0
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	-
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	-
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	-

1.10.2 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 и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения касаются количества вырабатываемого тепла, собственных нужд, отпуска тепловой энергии в тепловую сеть и потерь в тепловых сетях.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Динамика утвержденных 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-х лет

Тарифы на тепловую энергию для организаций осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения на территории городского округа Фрязино Московской области установлены Комитетом на 2022, 2023 и 2024 годы распоряжениями от 09.12.2021 № 243-Р и от 20.12.2021 № 283-Р, от 20.11.2022 № 209-Р, №211-Р и №212-Р, от 20.12.2023 №313-Р и 315-Р.

Динамика утвержденных тарифов организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино, по данным Комитета по ценам и тарифам Московской области с учетом последних трех лет, приведена в таблице 1.43.

Таблица 1.43 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения

№ п/п	Наименование организации	Показатель (без НДС)	Период							
			2022 год			2023 год		2024 год		
			С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 30.11	С 01.12 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	
1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	Тариф, руб/Гкал	1636,33	1693,64	1829,21	1829,21	1829,21	1829,21	2059,46	

1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды котельной, потери тепловой энергии, отпуск тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее. На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию, которая проходит слушания и защиту в Комитете по ценам и тарифам Московской области.

В целях утверждения единых тарифов для потребителей коммунальных услуг (населения) г.о. Фрязино, формирование тарифа на тепловую энергию производится по замыкающей цене, при которой в экономически обоснованных расходах теплоснабжающих организаций, действующих в пределах границ муниципального образования, учитываются также и затраты на приобретение тепловой энергии у других теплоснабжающих организаций. При этом основной целью осуществления регулирования конечных цен указанным способом, является формирование стоимости коммунальных услуг по единой цене, для потребителей тепловой энергии, подключенных к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций. Соответственно уполномоченным органом, осуществляющим функции государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию, производится экспертная оценка предложений от всех организаций в части предложений об установлении экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по всем статьям расходов.

На основании указанной оценки и обоснованных корректировок формируются цены (тарифы) на тепловую энергию, которые после проведения слушаний, утверждаются Решением Комитета по ценам и тарифам Московской области.

Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию, на момент разработке схемы теплоснабжения представлена в таблице 1.44.

Таблица 1.44 - Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию

[illegible]

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ТАРИФЫ

№	Наименование параметра	Единица измерения	2022 утверждено	2022 утверждено Комитетом	2023 утверждено	2023 утверждено Комитетом	2024 предложение организации	2024 утверждено Комитетом	2025 предложение организации	2025 утверждено Комитетом	2026 предложение организации	2026 утверждено Комитетом	2027 предложение организации	2027 утверждено Комитетом	2028 утверждено Комитетом
	Дополнительные платежи по регулированию														
1	Индекс эффективности операционных расходов (ЕЭРО)	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	Нормативный уровень прибыли	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии	Гкал	30 365,00	30 365,10	30 335,00	30 335,00	31 078,00	31 078,00		31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00
4	Базовый уровень операционных расходов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	276 425,45	272 052,84		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Гарантии														
5	Тариф на тепловую энергию (мощность) с гарантией для прямых потребителей без НДС	руб./Гкал	1 662,16	1 662,16	1 829,21	1 829,21	1 832,97	1 832,97		2 547,99	2 094,45	2 662,15	2 213,71	2 763,03	2 269,72
6	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.01 по 30.06 для прямых потребителей без НДС	руб./Гкал	1 636,33	1 636,33	1 829,21	1 829,21	1 829,21	1 829,21		3 175,43	2 059,46	1 761,04	1 137,11	3 737,06	2 269,72
7	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.07 по 31.12 для прямых потребителей без НДС	руб./Гкал	1 663,64	1 663,64	1 829,21	1 829,21	1 832,97	1 832,97		1 761,84	2 137,11	3 737,06	2 307,10	1 616,10	2 269,72
8	Темп роста тарифа для прочих потребителей с 01.01	%	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00		100,00	100,00	100,00	100,00	99,25	100,00
9	Темп роста тарифа для прочих потребителей с 01.07	%	103,50	103,50	100,00	100,00	173,80	112,59		56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00
10	Тариф на тепловую энергию (мощность) с гарантией для населения с НДС	руб./Гкал	1 994,59	1 994,59	2 195,05	2 195,05	2 922,40	2 919,56		3 057,59	2 513,34	3 194,69	2 656,45	3 339,84	2 747,68
11	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.01 по 30.06 для населения с НДС	руб./Гкал	1 963,60	1 963,60	2 195,05	2 195,05	2 195,05	2 195,05		3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 747,68
12	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.07 по 31.12 для населения с НДС	руб./Гкал	2 032,37	2 032,37	2 195,05	2 195,05	3 810,52	2 471,35		2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 768,52	1 941,72	2 747,68
13	Темп роста тарифа для населения с 01.01	%	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00		100,00	0,00	100,00	0,00	100,00	0,00
14	Темп роста тарифа для населения с 01.07	%	103,35	103,35	100,00	100,00	173,80	112,59		56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00
15	Тариф на тепловую энергию (мощность) с гарантией для населения экономически обоснованный с НДС	руб./Гкал			2 922,40		2 922,40	0,00		3 057,59		3 194,69		3 339,84	
16	Тариф на тепловую энергию (мощность) для населения экономически обоснованный с 01.01 по 30.06 с НДС	руб./Гкал	0,00	0,00	0,00	2 195,05	2 195,05	2 195,05		3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 747,68
17	Тариф на тепловую энергию (мощность) для населения экономически обоснованный с 01.07 по 31.12 с НДС	руб./Гкал	0,00	0,00	0,00	2 195,05	3 810,52	2 471,35		2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 768,52	1 941,72	2 747,68
18	Темп роста экономически обоснованного тарифа с 01.01	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		100,00	0,00	100,00	0,00	100,00	0,00
19	Темп роста экономически обоснованного тарифа с 01.07	%	0,00	0,00	0,00	100,00	173,80	112,59		56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00

КАЛЬКУЛЯЦИЯ ТАРИФОВ

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	2022 год						2023 год			2024 год			2025 год			2026 год		2027 год		2028 год			
			Установлено Комитетом	утверждено Комитетом (Финанс Комитет)	Факт по данным организации	Факт по данным организации на реализацию потребностям	Факт принято Комитетом	Отклонение от факта по данным организации	Комментарий	Установлено Комитетом	утверждено Комитетом (Финанс Комитет)	Предложение организации	Установлено Комитетом (версия Комитет)	% роста (версия Комитет)	Отклонение от факта по данным организации	Комментарий	Предложение организации	утверждено Комитетом (версия Комитет)	Предложение организации	утверждено Комитетом (Финанс Комитет)	Предложение организации	утверждено Комитетом (Финанс Комитет)	Предложение организации	утверждено Комитетом (Финанс Комитет)	
Основные параметры																									
1	Необходимая выплата по плану до корректировки	тыс. руб.	674 119,07	674 119,07	786 640,03	778 368,41	646 974,70	112 520,97	x	740 731,29	740 731,29	945 542,15	936 403,49	784 157,59	105,86%	-151 245,90	x	879 180,48	838 737,37	1 023 690,26	879 480,85	1 070 936,70	911 177,89	1 120 756,55	944 087,22
	Текущие расходы	тыс. руб.	656 182,64	656 182,64	768 421,49	760 162,26	631 634,47	112 238,85	x	723 947,29	723 947,29	924 321,42	914 410,90	767 415,63	106,00%	-148 995,26	x	967 959,73	921 995,40	1 002 478,83	862 736,88	1 049 614,98	894 435,92	1 099 535,81	927 345,25
	Опекающие расходы	тыс. руб.	187 733,32	187 733,32	219 560,97	217 200,26	191 275,73	31 827,55	x	197 007,35	197 007,35	279 429,71	276 425,45	222 052,65	112,71%	-54 372,60	x	284 607,63	229 065,26	293 032,01	235 845,62	301 705,75	242 826,66	310 636,24	250 014,33
	Коэффициент индексации операционных расходов	ед.	1,933	1,933	1,149	1,149	1,127	0,11	x	1,049	1,049	1,147	1,147	1,072	102,15%	-0,08	x	1,030	1,032	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030
	Индекс эффективности операционных расходов	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	x	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00%	-1,00	x	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Индекс потребительских цен	%	4,30	4,30	4,30	4,30	13,80	0,00	x	6,00	6,00	4,70	4,70	7,20	120,00%	2,50	x	4,00	4,20	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
	Индекс изменения количества активов	ед.	0,00	0,00	0,14	0,142	0,00	0,14	x	0,00	0,00	0,14	0,14	0,00	-	-0,14	x	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	коэффициент эластичности затрат по росту активов	ед.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,00	x	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	100,00%	0,00	x	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	Коэф.финант (доля) на реализацию потребностям	ед.	x	x	1,00	0,99	0,99	x	x	x	x	1,00	0,99	0,99	x	x	x	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, тепловой воды и теплотехники	тыс. руб.	408 873,77	408 873,77	425 736,48	421 159,22	386 439,96	16 962,71	x	460 297,09	460 297,09	497 683,35	492 332,56	492 460,05	106,99%	147,49	x	525 255,27	538 758,59	559 946,81	571 476,52	598 965,04	594 910,44	636 468,17	619 312,01
	Непредоплаченные расходы	тыс. руб.	59 575,55	59 575,55	123 124,14	121 803,76	53 918,78	63 548,59	x	66 842,85	66 842,85	147 208,36	145 652,89	52 882,71	79,35%	-92 770,18	x	148 096,82	54 171,53	149 499,71	55 416,74	150 944,16	56 698,82	152 431,40	58 018,91
	Нормативная прибыль	тыс. руб.	2 700,00	2 700,00	1 245,54	1 232,15	1 033,89	-1 454,46	x	755,97	755,97	3 450,00	3 412,91	119,08	15,62%	-3 294,95	x	3 450,00	118,06	3 450,00	118,06	3 450,00	118,06	3 450,00	118,06
	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	15 236,43	15 236,43	16 973,01	16 973,01	15 236,43	1 736,58	x	16 028,03	16 028,03	17 770,74	17 579,68	16 623,92	103,72%	-955,76	x	17 770,74	16 623,92	17 770,74	16 623,92	17 770,74	16 623,92	17 770,74	16 623,92
2	Корректировка НВБ	тыс. руб.	0,00	0,00	x	x	x	-	-	1 138,75	1 138,75	14 415,73	14 260,80	-14 946,73	-1312,96%	-29 207,53	x	14 415,73	-5 265,20	14 415,73	1 450,00	14 415,73	0,00	14 415,73	0,00
3	Итого НВБ для расчета тарифа	тыс. руб.	674 119,07	674 119,07	786 640,03	778 368,41	646 974,70	112 520,97	x	741 870,04	741 870,04	959 957,94	949 664,29	769 210,86	103,66%	-180 453,43	x	963 596,25	933 472,17	1 038 115,05	880 930,95	1 095 281,43	911 177,89	1 126 177,34	944 087,22
3.1	НВБ для расчета тарифа по ценам потребителям	тыс. руб.	56 203,82	56 203,82	133 600,57	125 171,99	101 954,26	101 954,26	x	101 470,38	101 470,38	163 036,38	159 718,36	121 210,98	95,75%	-15 845,85	x	159 784,78	131 343,66	166 944,03	138 922,48	143 398,86	182 562,78	146 775,05	
3.2	НВБ для расчета тарифа на оптово	тыс. руб.	661 915,24	661 915,24	653 039,46	653 196,43	545 020,44	545 020,44	x	640 399,66	640 399,66	796 921,56	789 945,93	647 999,88	95,75%	-11 925,67	x	803 811,48	702 128,51	871 171,02	742 018,47	791 277,23	767 598,95	952 633,09	
	Генерация по плану	тыс. руб.	x	x	654 142,82	654 142,82	668 133,14	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
4	Объем реализации	Гкал	405 568,90	405 568,90	304 191,67	309 953,57	397 942,51	-11 377,20	x	405 568,90	405 568,90	304 191,67	309 953,57	397 942,51	98,12%	7 998,94	x	309 953,57	397 942,51	309 953,57	397 942,51	309 953,57	397 942,51	309 953,57	397 942,51
4.1	Объем реализации с 01.01 по 30.06	Гкал	222 804,30	222 804,30	216 698,18	214 382,41	218 774,44	-6 116,12	x	222 804,30	222 804,30	216 698,18	214 382,41	218 614,65	98,12%	4 232,24	x	214 382,41	218 614,65	214 382,41	218 614,65	214 382,41	218 614,65	214 382,41	218 614,65
4.2	Объем реализации с 01.07 по 31.12	Гкал	182 764,60	182 764,60	177 503,50	175 571,16	179 188,07	-5 261,10	x	182 764,60	182 764,60	177 503,50	175 571,16	179 327,86	98,12%	3 756,20	x	175 571,16	179 327,86	175 571,16	179 327,86	175 571,16	179 327,86	175 571,16	179 327,86
4.3	Объем реализации на оптово	Гкал	250 098,50	250 098,50	327 243,25	327 243,25	327 243,25	327 243,25	x	301 086,51	301 086,51	327 243,25	327 243,25	335 232,25	95,75%	-7 088,34	x	327 243,25	335 232,25	327 243,25	335 232,25	327 243,25	335 232,25	327 243,25	335 232,25
4.4	Объем реализации на оптово с 01.01 по 30.06	Гкал	192 329,85	192 329,85	178 200,84	178 200,84	184 296,62	-14 129,01	x	192 329,85	192 329,85	178 200,84	178 200,84	184 164,01	95,75%	-5 963,17	x	178 200,84	184 164,01	178 200,84	184 164,01	178 200,84	184 164,01	178 200,84	184 164,01
4.5	Объем реализации на оптово с 01.07 по 31.12	Гкал	157 766,65	157 766,65	149 042,50	149 042,50	150 833,67	-8 724,12	x	157 766,65	157 766,65	149 042,50	149 042,50	151 069,29	95,75%	-2 025,77	x	149 042,50	151 069,29	149 042,50	151 069,29	149 042,50	151 069,29	149 042,50	151 069,29
	Отопление по плану	%	6,97	6,97	9,36	9,36	9,36	0,00	x	6,96	6,96	8,39	8,39	7,17	103,07%	-1,19	x	7,17	8,39	7,17	8,39	7,17	8,39	7,17	8,39
5	Зарплата энер операторов, исполняющие на НВБ для расчета тарифа, не выполняющего зарплату	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расшифровка основных параметров																									
	Непредоплаченные расходы	тыс. руб.	59 575,55	59 575,55	123 124,14	121 803,76	53 918,78	63 548,59	x	66 842,85	66 842,85	147 208,36	145 652,89	52 882,71	79,35%	-92 770,18	x	148 096,82	54 171,53	149 499,71	55 416,74	150 944,16	56 698,82	152 431,40	58 018,91
1	Расходы на оплату товаров (услуг, работ), приобретенных у других организаций	тыс. руб.	85,17	85,17	15 452,49	14 089,58	67,09	15 067,32	x	91,69	91,69	27 217,41	26 924,79	80,09	87,35%	-26 844,70	x	26 828,27	84,58	26 829,34	87,07	26 832,54	91,40	26 936,95	95,14
1.1	Водоотведение	тыс. руб.	85,17	85,17	73,0093	73,0093	67,09	-11,224	x	91,69	91,69	76,01	76,19	80,09	87,35%	-4,00	x	76,68	84,58	76,68	87,07	82,94	91,40	86,25	95,14
1.2	Прочие расходы на оплату товаров (услуг, работ), приобретенных у других организаций	тыс. руб.	0,00	0,00	15 078,56	14 916,44	0,00	15 078,56	x	0,00	0,00	27 141,40	26 849,60	0,00	-	-26 849,60	x	26 849,60	0,00	26 849,60	0,00	26 849,60	0,00	26 849,60	0,00

13.5	Расходы на коллекцию потерь	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13.6	Расходы на холодную воду на подпитку системы	тыс. руб.	1 547,79	1 547,79	1 600,65	1 583,44	1 452,67	52,86	х	1 666,41	1 666,41	1 666,41	1 648,49	1 627,12	97,64%	-21,37	1 665,11	1 714,48	1 752,51	1 783,05	1 822,62	1 854,36	1 895,53	1 828,54
13.7	Расходы на теплоноситель на подпитку системы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	х	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Операционные расходы	тыс. руб.	187 733,32	187 733,32	249 560,87	247 200,28	191 275,73	31 827,55	х	197 007,35	197 007,35	279 428,71	276 425,45	222 052,85	112,71%	-54 372,60	284 607,63	229 065,28	293 032,01	225 845,62	301 795,75	242 826,66	310 636,24	250 014,33
14.1	Производственные расходы	тыс. руб.	158 925,82	158 925,82	189 833,45	187 752,48	182 923,99	30 907,63	х	166 776,76	166 776,76	226 690,55	224 253,32	185 016,19	110,94%	-39 237,13	230 891,21	190 859,00	237 725,59	196 508,43	244 762,26	202 325,08	252 007,23	206 314,94
14.1.1	расходы на приобретение сырья и материалов и их доставку	тыс. руб.	40 814,28	40 814,28	54 423,30	53 938,17	51 849,74	13 609,02	х	42 830,50	42 830,50	65 830,28	65 122,51	46 172,56	107,80%	-18 949,95	67 050,14	47 630,69	69 034,82	49 404,56	71 078,25	50 492,16	73 182,17	51 866,73
14.1.2	расходы на оплату выполняемых сторонними организациями работ и услуг производственного характера	тыс. руб.	5 159,20	5 159,20	3 041,98	3 009,26	3 003,72	-2 117,23	х	5 414,08	5 414,08	6 090,46	6 034,98	3 280,44	60,59%	-2 744,54	6 203,32	3 384,04	6 386,94	3 484,21	6 575,99	3 587,34	6 770,84	3 693,53
14.1.3	расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	91 183,80	91 183,80	101 961,16	100 964,93	100 886,71	10 777,36	х	95 680,29	95 680,29	123 534,78	122 206,61	114 639,58	119,81%	-7 567,03	125 823,92	129 259,90	129 540,31	121 790,39	133 382,94	125 364,56	137 311,08	129 075,26
14.1.3.1	численность основного производственного персонала	чел.	204,00	204,00	189,50	187,48	168,06	-14,50	х	201,98	201,98	213,00	210,71	188,06	83,21%	-42,65	210,71	188,06	210,71	188,06	210,71	188,06	210,71	188,06
14.1.3.2	средняя заработная плата основного производственного персонала	руб. мес.	37 248,28	37 248,28	44 837,80	44 837,80	50 025,77	7 589,52	х	39 483,18	39 483,18	48 331,29	48 331,29	56 845,28	143,07%	8 513,99	49 761,90	58 640,45	60 376,21	52 751,40	62 163,35	54 312,84	64 003,36	59 796,16
14.1.4	расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	21 768,55	21 768,55	30 407,03	27 184,82	9 838,49	8 080,12	х	22 843,91	22 843,91	31 235,03	30 893,21	20 923,61	91,59%	-9 975,61	31 813,83	32 755,52	22 223,27	33 725,68	22 881,08	34 723,34	23 556,36	30 179,11
14.1.4.1	численность административно-управленческого персонала	чел.	38,00	38,00	31,00	30,87	45,28	-7,09	х	37,62	37,62	32,00	31,66	30,67	81,53%	-0,98	31,66	30,87	31,66	30,87	31,66	30,87	31,66	30,87
14.1.4.2	средняя заработная плата административно-управленческого персонала	руб. мес.	47 738,04	47 738,04	81 739,34	81 739,34	50 025,77	34 001,30	х	50 602,33	50 602,33	81 341,23	81 341,23	96 845,28	112,34%	-24 495,95	83 740,93	98 640,45	86 227,90	80 376,21	89 730,25	62 163,35	91 408,15	64 003,36
14.1.5	ремонтные расходы	тыс. руб.	16 367,76	16 367,76	4																			

1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемые здания, строения, сооружения. Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

Распоряжением № 220-Р от 24.11.2023 Комитета по ценам и тарифам Московской области установлена плата за подключение (технологическое присоединение) в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системам теплоснабжения теплоснабжающих и тепло-сетевых организаций на территории Московской области при наличии технической возможности подключения на 2024 год.

Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2024 год приведен таблицы 1.45.

Таблица 1.45 - Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2024 год

Наименование	Значение (без НДС)		
Плата за подключение (технологическое присоединение) в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в том числе:			
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П ₁), тыс. руб. / Гкал/ч	40,77		
Расходы на создание двухтрубных тепловых сетей и объектов на них (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей при наличии технической возможности подключения (П2.1), (тыс. руб./м) / Гкал/ч:			
Подземная прокладка, в том числе:	Категория протяженности		
	до 50 м включительно	от 50 м до 200 м включительно	более 200 м
канальная прокладка (П _{2,1} ^к)			
50 мм	369,03	339,69	325,02
65 мм	224,34	206,35	197,35
80 мм	134,36	124,43	119,46
100 мм	104,07	93,42	88,09
125 мм	54,48	48,87	46,07
150 мм	37,16	33,25	31,29
200 мм	23,12	20,07	18,54
250 мм	14,57	12,72	11,79
бесканальная прокладка (П _{2,1} ^{б/к})			
50 мм	135,32	105,97	91,30
65 мм	85,37	67,37	58,38
80 мм	50,48	40,55	35,58
100 мм	45,00	34,34	29,02
125 мм	25,65	20,05	17,25
150 мм	18,63	14,72	12,76
200 мм	13,35	10,30	8,77
250 мм	9,14	7,29	6,36

1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Определение платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности регламентируется постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органом регулирования для каждой регулируемой организации равной ставке за мощность установленного для такой организации тарифа или, если для такой организации установлен одноставочный тариф, равной ставке за мощность двухставочного тарифа, рассчитанного для такой организации в соответствии с методическими указаниями.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организации устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность), рассчитанного для такой организации в соответствии с методическими указаниями.

К социально значимым потребителям (п. 96 Постановления Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»), для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

а) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;

б) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

в) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

г) религиозные организации;

д) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие, в том числе деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;

е) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;

ж) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.

По состоянию на момент актуализации схемы теплоснабжения теплоснабжающие организации по вопросам установления размера платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых групп потребителей в 2020 - 2022 годах в Комитет по ценам и тарифам не обращались.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, не устанавливалась.

1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Прирост тарифа на тепловую энергию за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения приведен в п/п 1.11.1 в таблице 1.43.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

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

Функционирование систем централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино оценивается как удовлетворительное. В ходе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации *качественного теплоснабжения* можно выделить следующие составляющие:

1. Износ тепловых сетей.

Износ тепловых сетей - это наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения. Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на вводе у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а, следовательно, увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

2. Разбалансировка потребителей.

Фактические температурные графики отпуска тепла с котельных не соответствуют утверждённым графикам регулирования. Отличие разниц температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе относительно температурного графика на котельных свидетельствует о не точной гидравлической регулировке тепловых сетей. Отсутствие гидравлической наладки ведет к несоответствию расхода теплоносителя через систему отопления расчетному для каждого потребителя. В таких условиях велика вероятность отсутствия его циркуляции в наиболее удаленных от источника участках тепловой сети. Нарушение теплового и гидравлического режимов тепловой сети (завышенный расход теплоносителя) ведет к изменению температурного графика в системе отопления отдельных потребителей. Данное изменение температурного графика является частой причиной недотопа или перетопа. Последствия таких изменений у потребителей проявляется в виде ухудшения условий в отапливаемых помещениях.

Неравномерность температуры на вводе к потребителям по территории поселения приводит к «перетопу» (превышению нормативной температуры внутреннего воздуха) потребителей, находящихся наиболее близко к магистральным сетям и «недотопу» конечных потребителей. Установка автоматики погодозависимого регулирования и установка общедомовых приборов учета тепловой энергии позволит оптимизировать расход тепловой энергии и обеспечит поддержание комфортных температур внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

3. Отсутствие приборов учета у источников и потребителей тепловой энергии.

Отсутствие приборов учета тепловой энергии на всех на источниках тепловой энергии. Необходимость установки приборов учета тепловой энергии на источнике установлена Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эф-

фективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Отсутствие приборов учета у источников и потребителей не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источниками тепла и фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем.

В г.о. Фрязино нет программы установки приборов коммерческого учета тепловой энергии у потребителей, что не стимулирует теплоснабжающие организации к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

4. Отсутствие автоматизированных тепловых пунктов у потребителей.

Отсутствие автоматики тепловых пунктов у потребителей приводит к перетокам в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Установка автоматики позволит улучшить параметры микроклимата в отапливаемых помещениях и снизить затраты денежных средств на отопление.

5. Износ оборудования котельных.

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения). Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей.

В системе теплоснабжения г.о. Фрязино имеются проблемы, существенно снижающие надежность, качество и экономическую эффективность теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения городского округа можно выделить:

1. Системные проблемы

- отсутствие у теплоснабжающих организаций стимула к реализации энергоэффективных мероприятий;
- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- отсутствие результатов испытаний на гидравлические и тепловые потери;
- отсутствие энергетических обследований тепловых сетей и котельных.

2. Проблемы на источниках тепловой энергии:

- износ и старение котельного оборудования;
- невысокие КПД котельных агрегатов и, как следствие, повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельных;
- низкий уровень автоматизации котельных;
- отсутствие резервного и аварийного топлива.

3. Проблемы в тепловых сетях:

- высокая степень износа тепловых сетей;

4. Проблемы в системах потребления услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей приборами учета тепла и средствами регулирования теплопотребления и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;

- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей.

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Основной причиной технологических нарушений в тепловых сетях (разрушение теплопроводов или арматуры, образование свищей вследствие коррозии теплопроводов, гидравлическая разрегулировка тепловых сетей) является высокий износ сетевого хозяйства. Более 40% тепловых сетей городского округа уже выработали свой ресурс.

Не менее важным является работоспособность основного оборудования котельных. Основное оборудование источников тепла городского округа, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. Износ оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов. Кроме того, износ оборудования котельных не позволяет в полной мере обеспечить необходимые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения. Решению данной проблем следует уделить особое внимание и вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, не должны становиться объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

Отсутствие должного уровня средств автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла приводит к невысокой экономичности даже неизношенного основного оборудования котельных, находящегося в хорошем техническом состоянии.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей.

Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплоснабжающих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей.

Выводы:

1. Система теплоснабжения городского округа выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям и требованиям нормативных документов.
2. Необходимы инвестиции для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.
3. Необходимо осуществлять мероприятия по плановому ремонту и реконструкции котель-

ных, своевременно перекладывать тепловые сети, отработавшие нормативный срок службы.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 60 % количество аварий лавинообразно возрастает. Капитальный ремонт тепло-трасс рекомендуется выполнять с замены трубопроводов на предварительно изолированные трубопроводы в заводских условиях.

Система теплоснабжения городского округа практически выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.

Следует отметить, что восстановление основных фондов системы теплоснабжения городского округа невозможно осуществить через повышение тарифа на тепловую энергию, необходимы прямые инвестиции государства для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.

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

Проблемы в организации надежного и эффективного снабжения топливом, действующих систем теплоснабжения городского округа, сводятся следующему:

- 1) не включение реконструкции котельных с увеличением потребления газа в программы газификации городского округа и Московской области;
- 2) отсутствие практически на всех источниках тепла резервного и аварийного топлива.

Ввиду работы источника теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводе ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования.

В целом источники тепловой энергии в системах теплоснабжения в достаточной степени обеспечены топливом. Причиной нехватки топлива, в отдельных системах, может являться только плохая организация взаимоотношений между участниками процессов топливоснабжения и топливопотребления, а также управление этими процессами.

Глобальных проблем, заключающихся в надежном и эффективном снабжении топливом действующей системы теплоснабжения в г.о. Фрязино, отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей отсутствуют. Каких-либо нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не зафиксировано.

1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, произошедших в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа, произошедших в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения не зафиксировано.