



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«Муринское городское поселение»
Всеволожского муниципального района
Ленинградской области
на период до 2030 года
(актуализация на 2024 год)**

ТОМ 1

Обосновывающие материалы
(существующее положение)



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А.Кикоть

"__" _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Глава администрации

МО «Муринское городское поселение»

_____ А.Ю. Белов

"__" _____ 2023 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«Муринское городское поселение»
Всеволожского муниципального района
Ленинградской области
на период до 2030 года
(актуализация на 2024 год)**

ТОМ 1

Обосновывающие материалы
(существующее положение)

г. Санкт-Петербург
2023 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- Газизов Ф. Н. Технический директор ООО "Невская Энергетика".
Технический контроль, контроль исполнения договорных обязательств.
- Прохоров И.А. Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика".
Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения
- Искимжи Е.А. Специалист ООО "Невская Энергетика".
Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения
- Райку О.В. Специалист ООО "Невская Энергетика".
Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";
- Глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»";
- Глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";
- Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";
- Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";
- Глава 9 "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения";
- Глава 10 "Перспективные топливные балансы";
- Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";
- Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию";
- Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»";
- Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";
- Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";
- Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";
- Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";
- Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения".

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	4
Определения	9
Перечень принятых обозначений	10
Введение	11
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	16
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	16
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	16
1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	19
1.1.3. Описание зоны действия производственных котельных	21
1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	21
1.1.5. Описание зоны действия котельных	21
1.2. Источники тепловой энергии.....	23
1.2.1. ООО «Петербургтеплоэнерго»	23
1.2.2. МБУ «ЦБС»	32
1.2.3. ООО «Новая Водная Ассоциация».....	38
1.2.4. ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ».....	43
1.2.5. ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».....	49
1.2.6. ООО «Энергия»	54
1.2.7. ГУП «ТЭК СПб»	61
1.2.8. ПАО «ТГК-1»	72
1.2.9. АО «НПО «Поиск».....	83
1.3. Тепловые сети, сооружения на них	89
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	89
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	91
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	101
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	162
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	163
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	163
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ..	164

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	164
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	178
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	178
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	178
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.....	180
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	183
1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	184
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	184
1.3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	184
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	184
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	185
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	187
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	187
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	187
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	188
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	189
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	199
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	199
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	200
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	201
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	201
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	202
1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения.....	203

1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	204
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	206
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	206
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	208
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 к потребителю.....	209
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	209
1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	209
1.7. Балансы теплоносителя	210
1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	210
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	212
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом..	214
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	214
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	214
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки..	215
1.8.4. Использование местных видов топлива.....	215
1.8.5. 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	215
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	219
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	219
1.9. Надежность теплоснабжения	220
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	220

1.9.2. Частота отключений потребителей	220
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	220
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	220
1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	221
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	221
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	222
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	246
1.11.1. Описание динамики 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 лет.....	246
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	249
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	260
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	260
1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	261
1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	261
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения.....	262
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	262
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	262
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	262
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	263
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	263

Определения

В настоящем отчете применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория сельского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория сельского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционированными задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
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
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория сельского поселения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МО	Муниципальное образование
10	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
11	НВВ	Необходимая валовая выручка
12	НДС	Налог на добавленную стоимость
13	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
14	НС	Насосная станция
15	НТД	Нормативная техническая документация
16	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
17	ОВ	Отопление и вентиляция
18	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
19	ПИР	Проектные и изыскательские работы
20	ПНС	Повысительно-насосная станция
21	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
22	ППУ	Пенополиуретан
23	СМР	Строительно-монтажные работы
24	СП	Сельское поселение
25	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
26	ТЭ	Тепловая энергия
27	ХВО	Химводоочистка
28	ХВП	Химводоподготовка
29	ЦТП	Центральный тепловой пункт
30	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения

Введение

Основанием для разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования «Муринское городское поселение» до 2030 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения городского поселения тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Муринское городское поселение, расположенное в западной части Всеволожского района, образовано 1 января 2006 года в соответствии с областным законом № 17-оз от 10 марта 2004 года. Административный центр – город Мурино.

Общая площадь территории - 19,81 км².

Численность населения на 01.01.2022 г. – 90 571 чел.

Количество населенных пунктов – 2, в том числе 1 деревня и 1 поселок:

- деревня Лаврики;
- город Мурино.

Муринское городское поселение граничит:

- на северо-западе – с МО «Бугровское сельское поселение»;
- на юге – с Санкт-Петербургом;
- на севере и северо-востоке - с МО «Новодевяткинское сельское поселение»;
- на севере – с МО «Кузьмолдовское городское поселение»;
- на востоке – с МО «Всеволожский муниципальный район».

Расстояние от административного центра поселения до районного центра – 24 км.

Климат Муринского городского поселения (как и климат Санкт-Петербурга) - умеренный, переходный от умеренно-континентального к умеренно-морскому. Такой тип климата объясняется географическим положением и атмосферной циркуляцией, характерной для Ленинградской области. Это обуславливается сравнительно небольшим количеством поступающего на земную поверхность и в атмосферу солнечного тепла. Влияние циклонов Балтийского моря даёт жаркое, влажное и короткое лето и длинную, холодную сырую зиму.

Самый теплый месяц в области – июль. Его среднемесячная температура составляет 17,8 °С. Температура самого холодного месяца – января, -5,5 °С; годовая амплитуда среднемесячной температуры – 25,6 °С. Колебания средней месячной температуры гораздо больше зимой, чем летом:

абсолютный максимум температур – 37,1 °С;

абсолютный минимум – -35,9 °С.

Карта (схема) Муринского городского поселения представлена на рисунке 1.

Расположение участков:

Участок 1:

– территория, ограниченная линией железной дороги Санкт-Петербург - Приозерск, границей населенного пункта деревня Лаврики и полевой дорогой посёлок Бугры – деревня Лаврики, границей населенного пункта деревня Лаврики, расположенной на территории МО Муринское городское поселение Всеволожского муниципального района Ленинградской области.

Участок 2:

– территория, ограниченная границей населенного пункта деревня Лаврики и участком 1.

Участок 3:

– земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:72.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 4) и рекой Охта. С южной стороны граница с участком 6.

Участок 4:

– земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:69.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между железной дорогой и автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 3). С южной стороны граница с участком 5.

Участок 5:

- земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:70.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между железной дорогой и автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 6). С северной стороны граница с участком 4, с южной - с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена) (участок 7).

Участок 6:

- земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:71.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 5) и рекой Охта. С северной стороны граница с участком 3, с южной - с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена) (участок 7).

Участок 7:

- зона транспортной инфраструктуры (депо метрополитена).

Участок 8:

– территория, ограниченная линией железной дороги Санкт-Петербург – Приозерск, южной границей земельного участка с кадастровым номером 47:07:0722001:121, северной границей с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена), правым берегом реки Охта, ул. Центральной и ул. Вокзальной, в муниципальном образовании Муринское городское поселение Всеволожского района Ленинградской области.

Участок 9:

– территория г. Мурино, ограниченная с северной стороны ул. Заречной, с западной – ул. Оборонной, с восточной и южной – береговой линией ручья Капральев.

Участок 10:

– территория, расположена на свободной от застройки территории в южной части Муниципального образования Муринское городское поселение. С севера и северо-запада территория граничит с существующей малоэтажной частной застройкой. С восточной стороны – с рекой Охта. С юга проектируемый участок примыкает к границе города Санкт-Петербурга.

Участок 11:

– территория, ограниченная с севера ул. Центральной г. Мурино, с восточной – ул. Оборонной г. Мурино и береговой линией Капральева ручья, с южной и западной сторон - береговой линией реки Охта.

Участок 12: Территория Транспортно-пересадочного узла «Девяткино».

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "МУРИНСКОЕ СЕЛЬСКОЕ ПОСЕЛЕНИЕ"
ВСЕВОЛОЖСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**
Схема планируемых границ функциональных зон с отображением параметров планируемого развития таких зон

Привнесено
к решению совета депутатов
муниципального образования "Муринское сельское поселение" Всеволожского
муниципального района Ленинградской области
от 26 октября 2013 г. № 22

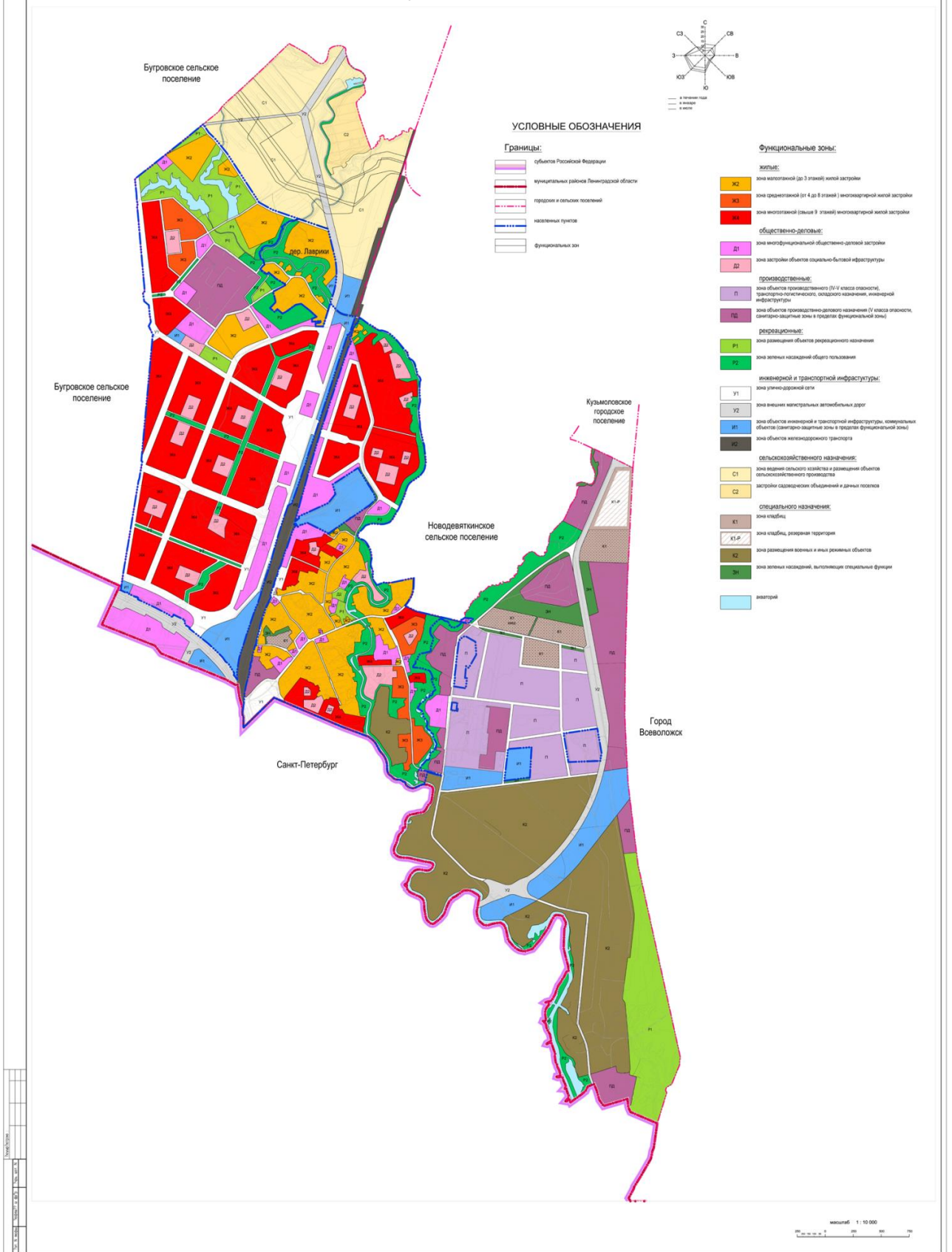


Рисунок 1. Карта (схема) Муринского городского поселения

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В настоящее время, на территории Муринского городского поселения, действует несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб». Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения городского поселения эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

Город Мурино:

– ООО «Петербургтеплоэнерго»

На балансе организации находится автоматизированная газовая котельная (далее Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго») и тепловые сети от источника.

Объектами теплоснабжения котельной являются как жилые дома, так и объекты социально-бытового назначения.

Помимо собственной выработки, организация является оптовым покупателем-перепродавцом тепловой энергии у ПАО «ТГК-1» (Северная ТЭЦ-21 филиала «Невский»).

– ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»

Организация является теплосетевой в зоне теплоснабжения Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» и смежной для теплосетевой организации АО «Теплосеть Санкт-Петербурга».

На балансе организации находятся тепловые сети от УТЗ АО «Теплосеть СПб» до ТК1, тепловые сети от тепловых камер на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» до потребителей: от корпуса 12 до ИТП школы бульвар Менделеева, д. 20, к.1; на территории ЖК «Виктория», от стены камеры 21.2 до ИТП домов на территории ЖК Форвард; от места врезки в камере ТК1 до ИТП торгового павильона; от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118.

– **ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»**

На балансе организации находятся тепловые сети и один источник тепловой энергии – котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».

Объектами теплоснабжения котельной являются как жилые дома, так и объекты социально-бытового назначения.

– **ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»**

На балансе организации находится один источник тепловой энергии – котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» Транспортировку тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» и ее сбыт конечным потребителям осуществляет ООО «Всеволожская тепловая компания» (ООО «ВТК»).

Объектами теплоснабжения котельной являются жилые дома и объекты бюджетной сферы.

– **ООО «Новая Водная Ассоциация»**

На балансе организации находятся тепловые сети и один источник тепловой энергии - БМК Лаврики д.34. Объектами теплоснабжения являются 3 МКД.

– **АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»**

Организация осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплосетевая организация:

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» осуществляет передачу тепловой энергии по двум тепломагистралям от теплоснабжающей организации - филиал «Невский» ПАО «ТГК-1» (источником тепловой энергии является Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»):

- тепломагистраль «Ново-Девяткино»;
- тепломагистраль «Суздальская».

– **ООО «Энергия»**

На балансе организации находится один источник тепловой энергии – котельная ООО «Энергия» и тепловые сети от нее.

Объектами теплоснабжения котельной являются жилые дома так и объекты социально-бытового назначения.

– **ГУП «ТЭК СПб»**

Теплоснабжение объектов в Муринском городском поселении осуществляется от котельной «Северомуринская» по адресу г. Санкт-Петербург, Мурино, дом 11, литер А, расположенной за границами городского поселения. Теплоснабжение объектов в Муринском городском поселении осуществляется через тепловую сеть, проходящей вдоль линии железной дороги Санкт-Петербург – Приозерск до электродепо «Северное».

Объектами теплоснабжения являются общественно-деловые здания.

Деревня Лаврики:

– **Муниципальное бюджетное учреждение «Центр благоустройства и строительства»**

Муниципальное бюджетное учреждение «Центр благоустройства и строительства» (далее МБУ «ЦБС») осуществляет эксплуатацию тепловых сетей и одного источника тепловой энергии – газовой котельной, посредством которых обеспечивается теплоснабжение жилых домов и объектов социально-бытового назначения (котельная и тепловые сети находятся в муниципальной собственности).

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям представлено в таблице 1.

Таблица 1. Структура систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»

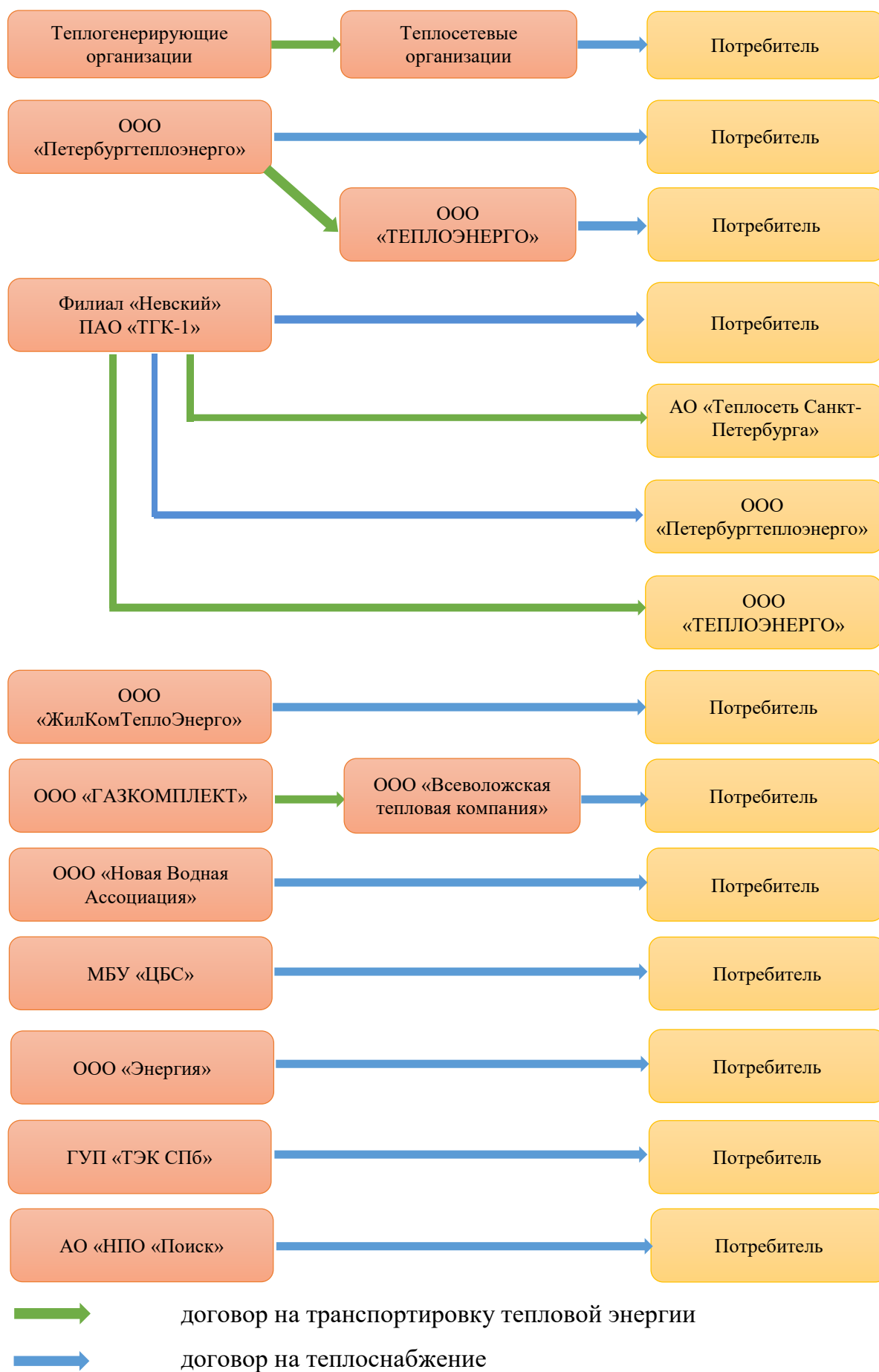
№ системы теплоснабжения	Наименование источника	Адрес источника	Наименование теплоснабжающей/теплосетевой организации
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское городское поселение, г. Мурино, аллея Охтинская, строение 13	ООО «Петербургтеплоэнерго»
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	г. Мурино, ул. Шоссе в Лаврики, строение 78	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всеволожский район, г. Мурино, ул. Новая д.7, стр. 1	ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ», ООО «Всеволожская теплосетевая организация»
4	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»: – тепломагистраль «Ново-Девяткино»; – тепломагистраль «Суздальская».	188661, Ленинградская область, Всеволожский район, п/о Ново-Девяткино	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ООО «Теплоэнерго»
5	БМК Лаврики д.34	ЛО, Всеволожский р-он, ул. Шоссе в Лаврики, 34	ООО «Новая Водная Ассоциация»
6	Котельная МБУ «ЦБС»	ЛО, Всеволожский р-он, д. Лаврики, участок 40Ж	МБУ «ЦБС»
7	Котельная ООО «Энергия»	г. Мурино ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1	ООО «Энергия»
8	Котельная «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»	г. Санкт-Петербург, Мурино, дом 11, литера А	ГУП «ТЭК СПб»
9	Котельная АО «НПО «Поиск»	Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3	АО «НПО «Поиск»

1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Функциональная структура системы теплоснабжения городского поселения по теплоснабжающим организациям представлена ниже.

Функциональная структура системы теплоснабжения

МО «Муринское городское поселение»



1.1.3. Описание зоны действия производственных котельных

На территории городского поселения находится одна производственная котельная - котельная Акционерного общества «Научно-производственное объединение «Поиск», расположенная на юге квартала Медвежий Стан. Зона действия котельной АО «НПО «Поиск» ограничена территорией предприятия.

1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Согласно Генеральному плану зоной действия индивидуального теплоснабжения является небольшая часть территории городского поселения, составляющая не более 5% от территории. Индивидуальное теплоснабжение организовано в основном в кварталах с малоэтажной застройкой (до 3-х этажей) и присоединения к системе централизованного теплоснабжения не имеет – теплоснабжение осуществляется посредством индивидуальных теплоисточников.

1.1.5. Описание зоны действия котельных

«Зона действия источника тепловой энергии» - территория поселения, городского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Контуры зон действия источников тепловой энергии устанавливаются по конечным потребителям, подключенным к тепловым сетям источника тепловой энергии.

На территории Муринского городского поселения свою деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют восемь теплоснабжающих организации.

Расположение централизованных источников теплоснабжения с выделением зон действия, а также основные тепловые трассы от централизованных источников к потребителям приведены на рисунке 2.

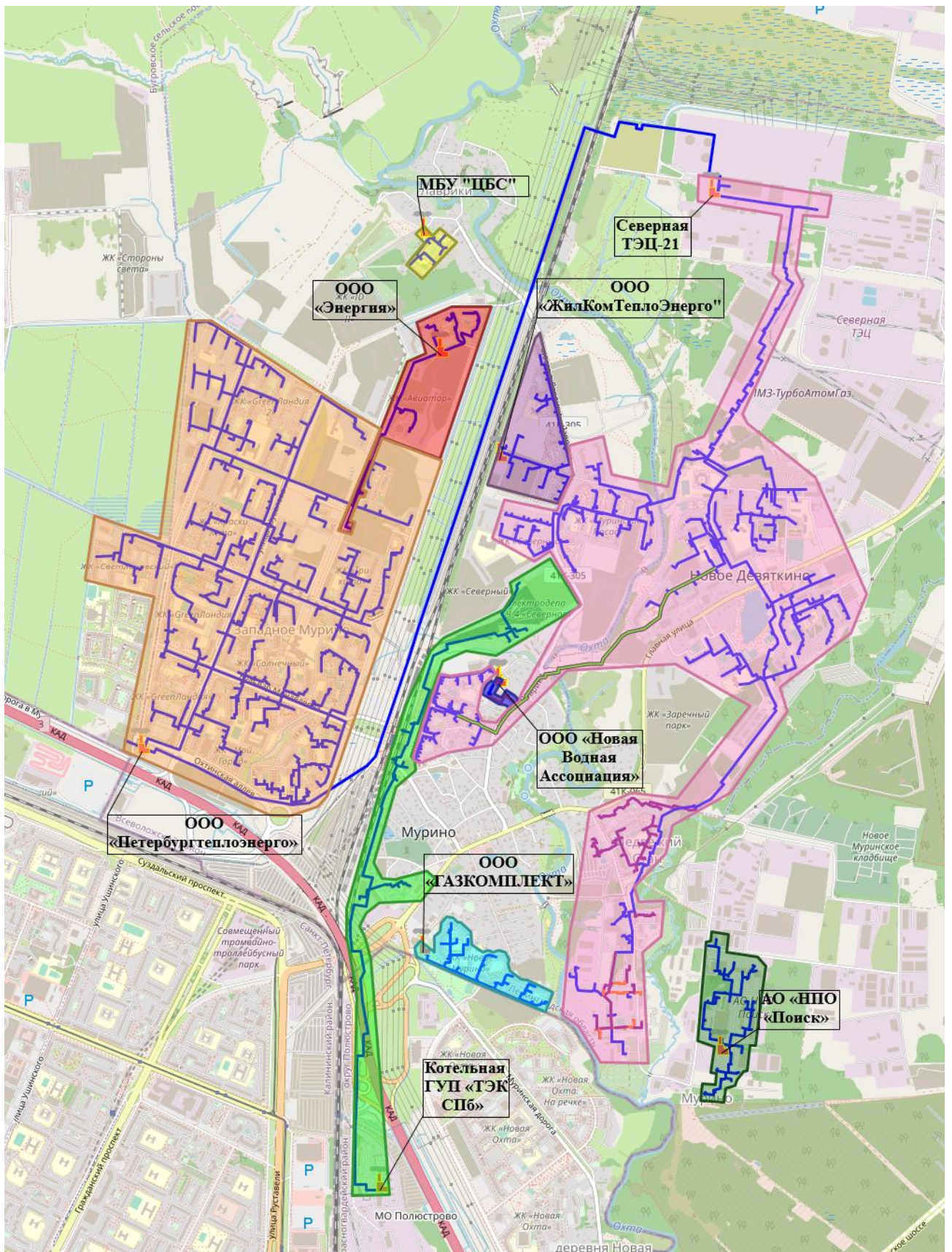


Рисунок 2. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения Мурино городского поселения

1.2. Источники тепловой энергии

Описание источников тепловой энергии основывается на данных, предоставленных Администрации Муниципального образования «Муринское городское поселение» на основании запросов теплоснабжающими организациями, действующих на территории Муниципального образования «Муринское городское поселение» и сопровождается графическим материалом.

В настоящее время, в границах Муринского городского поселения, территория которого поделена на 11 участков, действуют несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

1.2.1. ООО «Петербургтеплоэнерго»

1.2.1.1. Общие сведения

Мощность, отпускаемая в сеть от котельной, составляет 299,52 Гкал/ч, в том числе установленная мощность котельной – 199,52 Гкал/ч и 100 Гкал/ч – мощность, получаемая в тепловую схему котельной из тепловой сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга».

Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный (аварийный) вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной – качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 130/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) составляет 229,30 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление и вентиляция – 193,43 Гкал/ч;
- ГВС – 35,88 Гкал/ч.

Параметры теплоносителя:

Теплоноситель – вода.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции и оцинкованной оболочке (надземная прокладка).

Давление на выходных коллекторах котельной $P_1=97$ м в.ст., $P_2=74$ м в.ст.

1.2.1.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 4 водогрейных котла КВ-ГМ-58-150 мощностью 49,88 Гкал/ч каждый.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 2.

Таблица 2. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество
Котел водогрейный водотрубный КВ-ГМ-58-150, N=58 МВт	КВ-ГМ-58-150	ОАО «Красный котельщик»	шт.	4
Горелка комбинированная	GKT-70S	"Oilon", Финляндия	шт.	4
Насос подмеса водогрейного котла, G=280 м ³ /час, H=20 м.в. ст, N=37кВт, n=2900 об/мин	NESD 100-160	«Wilo» Германия	шт.	4
Насос сетевой, G=1050 м ³ /час, H=95 м.в. ст, N=400кВт, n=1484 об/мин	Wilo-SCP 250/570HA-400/4-T4-R1-ROHS/E1	«Wilo» Германия	шт.	3
Насос сетевой, G=1500 м ³ /час, H=40 м.в. ст, N=220кВт, n=1484 об/мин	Wilo-SCP 300/400HA-220/4-T4-R1/E1-FC	«Wilo» Германия	шт.	3
Насос сетевой, G=750 м ³ /час, H=26 м.в. ст, N=75кВт, n=1485 об/мин	SCP 200/390HA-75/4-T4-R1-ROHS/E1	«Wilo» Германия	шт.	4
Насос сетевой, G=625 м ³ /час, H=48 м.в. ст, N=132кВт, n=1485 об/мин	SCP 200/440HA-132/4-T4-R1-ROHS/E1	«Wilo» Германия	шт.	4
Насос аварийной подпитки, G=134 м ³ /час, H=45 м.в. ст, N=30кВт, n=2900 об/мин	IL-80/210-30/2	«Wilo» Германия	шт.	2
Теплообменник пластинчатый W=39000 кВт	MX25-BFG-697	"Альфа Лаваль Поток"	шт.	3
Теплообменник пластинчатый W = 45, 318 кВт	AQ1A-FG (ИТП)		шт.	1
Насос сетевой G=750 м ³ /час, H=26 м.в.ст, N=75 кВт, n=1480 об/мин	Wilo-SCP 200/390HA-75/4-T4-R1/E1-WCN-WEGIE2FC	«Wilo» Германия	шт.	1

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 3.

Таблица 3. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	199,52
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	199,52
Собственные нужды, Гкал/ч	0,93
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	198,59
Мощность, получаемая в тепловую схему источника, Гкал/ч	100,00

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 3. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 3 - собственные нужды на котельной составляют 0,93 Гкал/ч, хозяйственные нужды – отсутствуют, тепловая мощность нетто источника составляет 198,59 Гкал/ч.

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

Котельная введена в эксплуатацию в 2014 году.

Дата проведения последнего периодического технического освидетельствования котлов – 2016 год.

Дата проведения следующего периодического технического освидетельствования котлов – 04.06.2024.

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

Отопление:

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 130 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

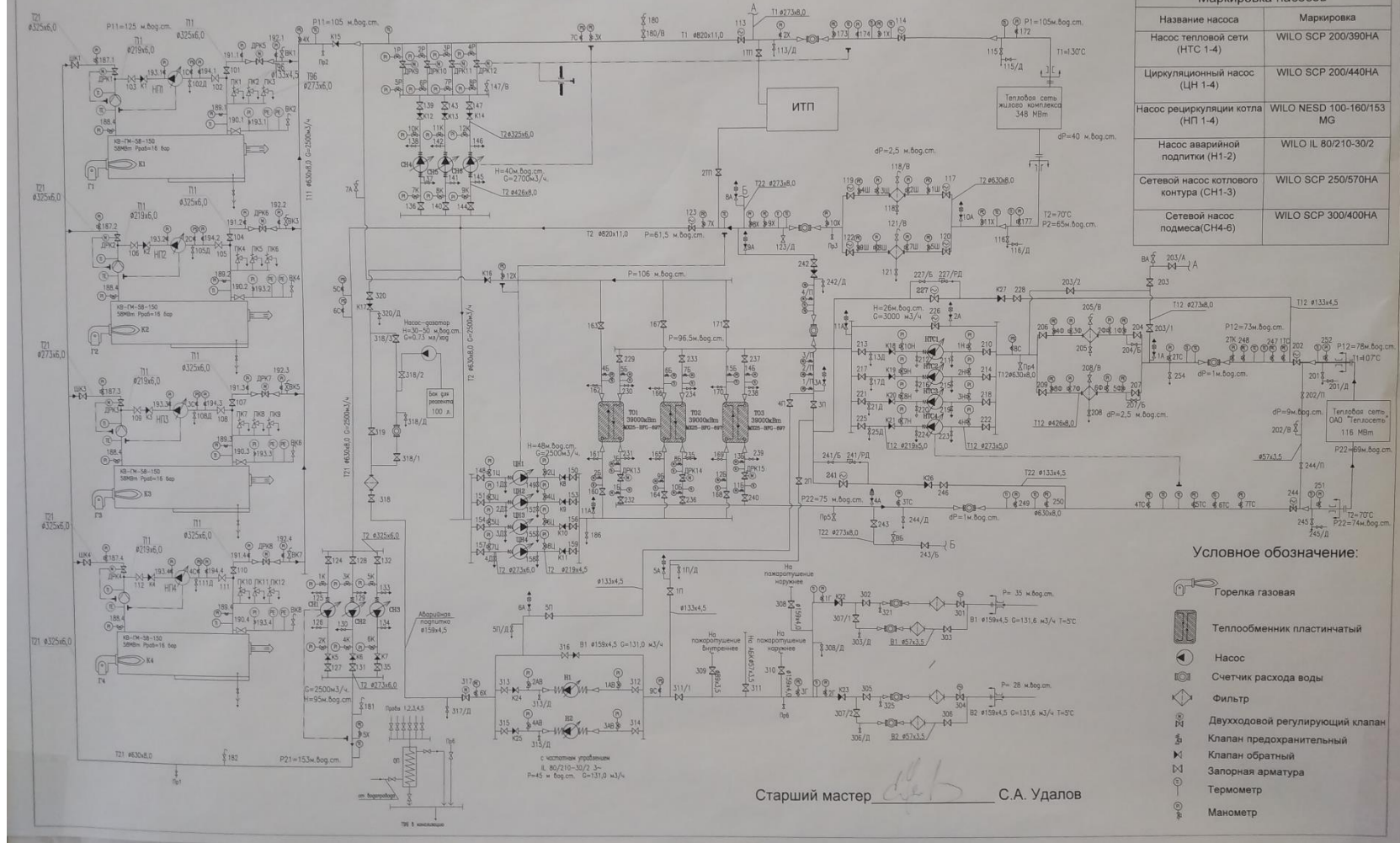
– теплообменник установлен на котельной, вода, подаваемая потребителю, нагревается водой от котлов.

Подпитка осуществляется из городского водопровода. Подпиточная вода предварительно очищается в системе ХВО.

Технологическая схема котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» приведена на рисунке 3.

Технологическая схема котельной
 Ленинградская обл., Всеволожский р-н, Мурино городское поселение,
 г. Мурино, Охтинская аллея, строение 13

"Утверждаю"
 Главный инженер
 ООО «Петербургтеплоэнерго»
 А.А. Мирер
 2020 г.



Маркировка насосов	
Название насоса	Маркировка
Насос тепловой сети (НТС-1-4)	WILO SCP 200/390HA
Циркуляционный насос (ЦН-1-4)	WILO SCP 200/440HA
Насос рециркуляции котла (НП-1-4)	WILO NESD 100-160/153 MG
Насос аварийной подпитки (Н1-2)	WILO IL 80/210-30/2
Сетевой насос котлового контура (СН1-3)	WILO SCP 250/570HA
Сетевой насос подмеса (СН4-6)	WILO SCP 300/400HA

- Условное обозначение:
- Горелка газовая
 - Теплообменник пластинчатый
 - Насос
 - Счетчик расхода воды
 - Фильтр
 - Двухходовой регулирующий клапан
 - Клапан предохранительный
 - Клапан обратный
 - Запорная арматура
 - Термометр
 - Манометр

Старший мастер *[Signature]* С.А. Удалов

Рисунок 3. Технологическая схема котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» осуществляется по температурному графику 130/70 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Наработка основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» на конец 2022 года представлена в таблице 4.

Таблица 4. Нарботка основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» на конец 2022 года

период	Наработка, ч				Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	22347	1301	17875	8936	1203	524	1072	579
Февраль	23371	1301	18734	9774	1216	524	1087	584
Март	23948	1301	19081	10337	1233	524	1090	589
Апрель	24655	1471	19129	11085	1247	554	1128	596
Май	24665	1980	19441	11132	1257	556	1144	598
Июнь	25374	1980	19747	11207	1216	556	1179	600
Июль	25374	2122	19747	11207	1216	558	1179	600
Август	25374	2122	19747	11207	1216	558	1179	600
Сентябрь	25374	2122	20030	11207	1216	558	1188	600
Октябрь	25374	2122	20627	11207	1216	558	1201	600
Ноябрь	25808	2510	21225	11591	1265	565	1227	607
Декабрь	25999	2882	21717	11969	1273	582	1251	620
Итого:	3652	1581	3842	3033	70	58	179	41

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлены узлы учета тепловой энергии. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 5.

Таблица 5. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Средства измерений в составе узла учета			Размерность	Диапазон измерений	
Наименование средства измерения	Марка	Место установки		от	до
Узел учета тепла (коммерческий)					
Расходомер электромагнитный	OPTIFLUX 4300 С Зав. № А 15030061	Подающий трубопровод	м ³ /ч	40	8482,32
Расходомер электромагнитный	OPTIFLUX 4300 С Зав. № А 15030062	Обратный трубопровод	м ³ /ч	40	8482,32
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 100 Зав.№ 626692	Подпитка	м ³ /ч	0,62	140
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27117	Щиток	Гкал/ч	0	1000000
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 11534/11534А	Подающий трубопровод	°С	0	180
Термометр сопротивления	ТПТ-1-3 Зав. № 6717	Подпитка	°С	-100	300
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 13206706	Обратный трубопровод	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав.№ 14312325	Подающий трубопровод	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 16313040	Подпитка	МПа	0	1,6
Счетчик холодной воды	ВСХд-15-02 Зав. № 54737243	ИТП	м ³ /ч	0,04	2
Узел учета воды (технологический)					
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27111	котельный зал	Гкал/ч	0	1000000
Расходомер счетчик ультразвуковой	ВЗЛЕТ МР УРСВ-542 ц Зав .№ 1401618	прямой/обратный трубопровод ЖК	м ³ /ч		
Термометр сопротивления	ТПТ-1-3 Зав. № 6331	газопровод котла №1	°С	-100	300
Измерительное устройство, Дуб600	ИУ-042 №1300043	прямой трубопровод ЖК			
Измерительное устройство, Дуб600	ИУ-042 №1300070	обратный трубопровод ЖК			
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 4777/4777А	прямой/обратный трубопровод ЖК	°С	0	180
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 14312596	подпитка	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 14424578	газопровод котла №2	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 14424789	Обратный трубопровод ЖК	МПа	0	1,6
Узел учета воды (котловой) Диафрагмы					
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000333	котёл №1	кПа	0	25
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000334	котёл №2	кПа	0	25
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000335	котёл №3	кПа	0	25
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0008132	котёл №4	кПа	0	25

Средства измерений в составе узла учета			Размерность	Диапазон измерений	
Наименование средства измерения	Марка	Место установки		от	до
Диафрагма	ДКС-10-300-А/Б-1 Зав. № 1096/1-1	котёл №1			
Диафрагма	ДКС-10-300-А/Б-1 Зав. № 1096/1-2	котёл №2			
Диафрагма	ДКС-10-300-А/Б-1 Зав. № 1096/1-3	котёл №3			
Диафрагма	ДКС-10-300-А/Б-1 Зав. № 1096/1-4	котёл №4			
Узел учета холодной воды					
Счетчик холодной воды	ВСХНд-100 Зав. № 14551140	ИТП	м ³ /ч	0,6	300
Счетчик холодной воды	ВСХНд-100 Зав. № 14551173	ИТП	м ³ /ч	0,6	300
Счетчик холодной воды	ВСХд-20 Зав. № 62091139	ИТП	м ³ /ч	0,05	5
Счетчик холодной воды	ВСХд-20 Зав. № 63501347	ИТП	м ³ /ч	0,05	5
Узел учета тепла (собств. нужды)					
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27276	ИТП	Гкал/ч	0	1000000
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 4761/4761А	ИТП	°С	0	180
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 20 Зав.№ 502963	ИТП	м ³ /ч	0,02	12,0
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 20 Зав.№ 513444	ИТП	м ³ /ч	0,02	12,0
Преобразователь давления	СДВ-И Зав.№ 154875	ИТП	МПа	0	1,6
Преобразователь давления	СДВ-И Зав.№ 154876	ИТП	МПа	0	1,6
Узел учета электрической энергии (коммерческий)					
Счетчик эл.энергии	Альфа 1805 RAL-P4G-DW-4	ТП-299	кВт/ч	1А	2А
Трансформатор тока (3шт)	4МС7033	ТП-299	А	300А	1А
Трансформатор напряжения (3шт)	4МТ32 ZET	ТП-299	В	10000	100
Счетчик эл.энергии	Альфа 1805 RAL-P4G-DW-4	ТП-299	кВт/ч	1А	2А
Трансформатор тока (3шт)	4МС 7033	ТП-299	А	300А	1А
Трансформатор напряжения (3шт)	4МТ32 ZET	ТП-299	В	10000	100

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.1.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.2. МБУ «ЦБС»

1.2.2.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №2 в настоящее время осуществляет котельная МБУ «ЦБС».

Установленная мощность котельной – 1,29 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения — четырехтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 0,733 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

Сети ГВС – в настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

1.2.2.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750» мощностью 0,645 Гкал/ч каждый.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 6.

Таблица 6. Характеристика основного оборудования котельной МБУ «ЦБС»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальная температура питательной (подпиточной) воды, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения					
1	КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750»	1	2006	-	вода	0,645	Гкал/ч	6	95	-	93	-
2	КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750»	2	2006	-	вода	0,645	Гкал/ч	6	95	-	93	-
Горелочные устройства												
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Марка горелки	Станционный номер горелки	Заводской номер горелки (при его наличии)	Год ввода горелки в эксплуатацию	Тепловая мощность горелки, Гкал/ч					
1	КВ-ГМ-0,75-115Н	1	G7/1-D"Weishaupt"	1	5410767	2006	1,5					
2	КВ-ГМ-0,75-115Н	2	G7/1-D"Weishaupt"	2	5410761	2006	1,5					

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 7.

Таблица 7. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	1,29
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	1,29
Собственные нужды, Гкал/ч	0,01
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1,28

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника МБУ «ЦБС» представлены в таблице 7. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника МБУ «ЦБС» представлены в таблице 7 – собственные нужды на котельной составляют 0,01 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 1,28 Гкал/ч.

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

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2006 году.

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

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение: в настоящее время тепловые сети ГВС являются недействующими – требуется перекладка трубопроводов.

Подпитка ТС осуществляется из местного водопровода.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной МБУ «ЦБС» осуществляется по температурному графику 95/70 °С.

1.2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной МБУ «ЦБС» представлена в таблице 8.

Таблица 8. Нарботка основного оборудования котельной МБУ «ЦБС» за 2022 год

период	Нарботка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Январь	732	732
Февраль	684	684
Март	732	732
Апрель	732	732
Май	366	366
Июнь	-	-
Июль	-	-
Август	-	-
Сентябрь	366	366
Октябрь	732	732
Ноябрь	732	732
Декабрь	732	732
Итого:	5856	5856

1.2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется согласно графику поставок тепловой энергии, отраженный в приложениях к договорам теплоснабжения.

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.2.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.3. ООО «Новая Водная Ассоциация»

1.2.3.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №8 в настоящее время осуществляет котельная ООО «Новая Водная Ассоциация».

Установленная мощность котельной – 2,795 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо (для генератора эл. энергии).

Схема теплоснабжения — четырехтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С. Отпуск тепловой энергии на нужды ГВС осуществляется по температурному графику 60/40 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 2,578 Гкал/ч:

- Отопление – 1,595 Гкал/ч;
- ГВС – 0,983 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.3.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла Logano SK745 мощностью 1,59 Гкал/ч и 1,2 Гкал/ч соответственно.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 9.

Таблица 9. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	Logano SK745 (N=1850 кВт) фирмы «Buderus»	1	2013	-	вода	1,59	Гкал/ч	6	95	93,6	-
2	Logano SK745 (N=1400 кВт) фирмы «Buderus»	2	2013	-	вода	1,2	Гкал/ч	6	95	93,0	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Марка горелки						Год ввода горелки в эксплуатацию		
1	Logano SK745 (N=1850 кВт) фирмы «Buderus»	1	ES 08.2800 G-VT фирмы «Elco»						2012		
2	Logano SK745 (N=1400 кВт) фирмы «Buderus»	2	G7/1-D "Weishaupt"						2012		

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 10.

Таблица 10. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	2,795
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	2,795
Собственные нужды, Гкал/ч	0,019
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	2,78

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 10. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 10 – собственные нужды на котельной отсутствуют, тепловая мощность нетто – 2,78 Гкал/ч.

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

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2013 году.

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

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

– теплообменник установлен на котельной, вода, подаваемая потребителю, нагревается водой от котлов.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» в отопительный период осуществляется по температурному графику 95/70 С, отпуск на нужды ГВС (круглый год) - по температурному графику 60/40 °С.

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация» работает круглогодично.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии - тепловычислитель СПТ 961.2 – 1 шт. (зав. №18798).

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.3.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.4. ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

1.2.4.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №10 осуществляет котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ». Транспортировку тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» и ее сбыт конечным потребителям осуществляет ООО «Всеволожская тепловая компания».

Установленная мощность котельной – 29,75 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо марки «З» (по ГОСТ 305-82).

Схема теплоснабжения — двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 110/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 22,94 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 15,78 Гкал/ч;
- ГВС (макс) – 7,16 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.4.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 4 водогрейных котла: 2 котла Vitomax 200 М мощностью 4,557 Гкал/ч и 2 котла «Термотехник ТТ100» 10,32 Гкал/ч соответственно.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11. Характеристика основного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	1	2013	-	вода	4,557	Гкал/ч	6	110	95	-
2	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	2	2013	-	вода	4,557	Гкал/ч	6	110	95	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2015	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	92,9	-
4	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	4	2015	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	92,9	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки				Примечание			
1	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	1	2015	GKP-600M фирмы «Oilon»				-			
2	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	2	2015	GKP-600M фирмы «Oilon»				-			
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2015	GP-1200M фирмы «Oilon»				-			
4	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	4	2015	GP-1200M фирмы «Oilon»				-			

Таблица 12. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос подмешивающий котлового контура Wilo-TOP-S 80/100	2 шт.
2	Насос подмешивающий котлового контура Wilo-IL100/160-2,2/4	2 шт.
3	Насос сетевого контура Wilo-IL150/335-45/4	4 шт.
4	Бак мембранный расширительный V=5000 л/ «Reflex»	4 шт.
5	Автоматическая установка умягчения непрерывного действия 1-ой ступени HYDROTECH STF 1865-9500 SEM/	1 шт.
6	Автоматическая установка умягчения периодического действия 2-ой ступени HYDROTECH SSF 1465-7700 SET	1 шт.
7	Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 140	1 шт.
8	Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 170	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 13.

Таблица 13. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	29,75
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	29,75
Собственные нужды, Гкал/ч	0,55
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	29,20

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены в таблице 13. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены таблице 13 – собственные нужды на котельной составляют 0,55 Гкал/ч, тепловая мощность нетто - 29,2 Гкал/ч.

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

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2013 году. Вторая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2015 году.

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

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 110 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Подача необходимого количества тепловой энергии на отопление и ГВС регулируется непосредственно в ИТП потребителей.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная, закрытая, с зависимым подключением сетей к источнику теплоты и независимым подключением потребителей через ИТП. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется автоматизировано в ИТП у потребителей, при этом температура теплоносителя в подающих трубопроводах поддерживается постоянной круглогодично. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 110/70 °С.

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлена в таблице 14.

Таблица 14. Нарботка основного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» за 2022 год

период	Нарботка, ч			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	740	735	740	0
Февраль	670	665	0	670
Март	740	735	740	0
Апрель	720	720	0	720
Май	740	735	120	0
Июнь	408	400	0	0
Июль	740	690	0	0
Август	740	720	0	0
Сентябрь	720	725	0	0
Октябрь	740	740	0	0
Ноябрь	720	720	0	240
Декабрь	740	730	740	0
Итого:	8418	8315	2340	1630

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии в составе:

- тепловычислитель СПТ 941 – 1 шт.;
- расходомер электромагнитный ЭРСВ-420Ф «Взлет» с импульсным выходом;
- первичный преобразователь температуры КТСП-Н Pt100/A/4/0,00385/Д=50 мм. $\Delta t_{3...150}^{\circ}\text{C}$.

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.4.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.4.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.5. ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

1.2.5.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №4 осуществляет котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».

Установленная мощность котельной – 20,64 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения — двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 115/75 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 15,896 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 10,01 Гкал/ч;
- ГВС – 5,889 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.5.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 3 водогрейных котла «Термотехник ТТ100» 6,88 Гкал/ч каждый.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15. Характеристика основного оборудования котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	92,03	-
2	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	91,65	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	90,71	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки				Примечание			
1	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2016	GP-700 М-II фирмы «Oilon»				-			
2	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2016	GKP-700 М-II фирмы «Oilon»				-			
3	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2016	GKP-700 М-II фирмы «Oilon»				-			

Таблица 16. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос BL80/200-30/2 («Wilо», Германия)	4 шт.
2	Насос МНН 204 3 («Wilо», Германия)	2 шт.
3	Насос TOP-S 40/10 PN 6/10 3	2 шт.
4	Насос TOP-S 25/10 1 PN 10	2 шт.
5	Бак мембранный расширительный V=1000 л/	7 шт.
6	Бак мембранный расширительный V=100 л	1 шт.
7	Бак мембранный расширительный V=35 л	1 шт.
8	Установка дозирования ТЕКНА	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 17.

Таблица 17. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	20,64
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	20,64
Собственные нужды, Гкал/ч	0,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	20,64

1.2.5.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены в таблице 17. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены таблице 17 – собственные нужды на котельной отсутствуют, тепловая мощность нетто – 20,64 Гкал/ч.

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

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в конце 2016 года.

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

Котельная работает по следующей схеме: обратная сетевая вода поступает в теплообменник, установленный на источнике, где нагревается до 115 °С водой котлового контура и затем подается в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику - 115/75 °С.

1.2.5.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» работает круглогодично.

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии - тепловычислитель СПТ 961 – 1 шт.

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.5.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.5.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.6. ООО «Энергия»

1.2.6.1. Общие сведения

Теплоснабжение северной части Участка №1 в настоящее время осуществляет котельная ООО «Энергия».

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2018 году. Вторая очередь введена в эксплуатацию в 2023 году.

Установленная мощность котельной – 37,83 Гкал/ч с возможностью увеличения мощности. Основным видом топлива котельной является природный газ.

Схема теплоснабжения — одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — количественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 105/70 °С.

Подключенная тепловая нагрузка – 30,97 Гкал/ч:

- Отопление, вентиляция – 26,26 Гкал/ч;
- ГВС – 4,70 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.6.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла «Термотехник ТТ100» мощностью 10,318 Гкал/ч каждый и 1 водогрейный котел «Термотехник ТТ100» мощностью 17,2 Гкал/ч.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Энергия»

№ п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2018	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	91,4	-
2	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2018	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	91,4	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2023	-	вода	17,20	Гкал/ч			91,4	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки				Примечание			
1	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2018	GPK 1200 WD200 MONOX фирмы «Oilon»				-			
2	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2018	GPK 1200 WD200 MONOX фирмы «Oilon»				-			
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2023	GP-2000 ME WD200				-			

Таблица 19. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «Энергия»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос WILO (Германия) модель IL 125/145-1,5/4	2 шт.
2	Насос WILO (Германия) модель IL 125/160-3/4	1 шт.
3	Насос WILO (Германия) модель BL 125/390-75/4	5 шт.
4	Насос WILO (Германия) модель HELIX V 1603	2 шт.
5	Бак расширительный мембранный Wester WRV1000	7 шт.
6	Комплекс пропорционального дозирования Zn-ОЭДФ	1 шт.
7	Комплекс пропорционального дозирования щелочи, натрия гидроксида	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 20.

Таблица 20. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	37,83
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	37,83
Собственные нужды, Гкал/ч	0,48
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	37,35

1.2.6.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Энергия» представлены в таблице 20. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Энергия» представлены таблице 20 – собственные нужды на котельной составляют 0,48 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 37,35 Гкал/ч.

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

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2018 году. Вторая очередь введена в эксплуатацию в 2023 году.

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

Тепловая схема котельной одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям количественное. Подача необходимого количества тепловой энергии на отопление и ГВС регулируется непосредственно в ИТП потребителей.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

Эксплуатационная тепловая схема котельной ООО «Энергия» приведена на рисунке 4.

Эксплуатационная тепловая схема

«УТВЕРЖДАЮ»
 ООО «Энергогазмонтаж»
 (организация)
 Зам. ген. дир. по эксплуатации
 (должность)
 Иванчин Д.Н.
 (подпись)
 «10» февраля «2018» г.

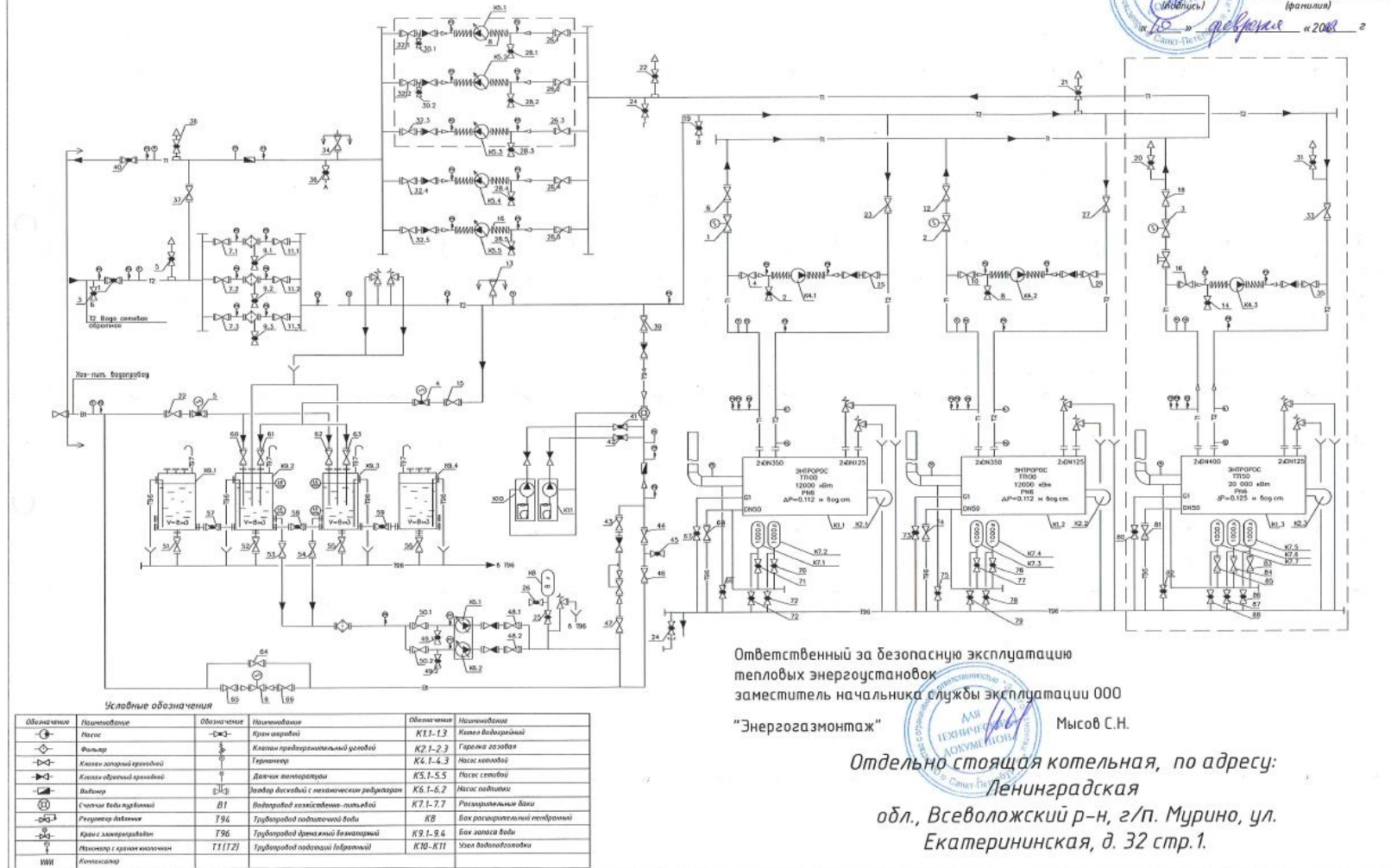


Рисунок 4. Эксплуатационная тепловая схема котельной ООО «Энергия»

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная, закрытая, с зависимым подключением сетей к источнику теплоты и независимым подключением потребителей через ИТП. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется автоматизировано в ИТП у потребителей, при этом температура теплоносителя в подающих трубопроводах поддерживается постоянной круглогодично. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 105/70 °С.

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «Энергия» представлена в таблице 21.

Таблица 21. Нарботка основного оборудования котельной ООО «Энергия» за 2022 год

период	Нарботка, ч			Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)			Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)		
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Январь	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Февраль	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Март	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Апрель	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Май	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Июнь	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Июль	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Август	358	236	-	940	762	-	1	1	-
Сентябрь	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Октябрь	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Ноябрь	358	236	-	940	762	-	-	-	-
Декабрь	358	236	30	940	762	8	-	-	-
Итого:	4296	2832	30	11280	9144	8	1	1	-

1.2.6.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии в составе:

- тепловычислителя ТСП-043 компании «Взлет»;
- расходомера (прямой) Взлет МР УРСВ-122ц Ду;
- расходомера (подпитка) Взлет ЭР ЭРСВ-440ФВ Ду100;
- преобразователя измерительного (адаптер сигналов) Взлет АС-АТВ-3.

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.6.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.6.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.7. ГУП «ТЭК СПб»

1.2.7.1. Общие сведения

Теплоснабжение северной части Участка №7 в настоящее время осуществляет котельная «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Установленная мощность котельной – 288,5 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ. Резервным видом топлива является мазут.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей на территории МО «Муринское городское поселение» – 12,716 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 8,988 Гкал/ч;
- Вентиляция – 3,590 Гкал/ч;
- ГВС – 0,138 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.7.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 9 котлов:

- 4 водогрейных котла ПТВМ-50 мощностью 50 Гкал/ч каждый;
- 5 паровых котлов ДКВр 20/13 мощностью 15,7 Гкал/ч каждый.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 22 – 23.

Таблица 22. Характеристика основного оборудования котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов		Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка на объектах ГТК/ГТ	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Наличие и тип охладителей пара	Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %
«Северомуринская» СПб, Мурино, д. 11	1	ПТВМ-50	50	330,139	ДКБ	2014	Газ/мазут	Непрерывное умягчение (Na-каатионитовые фильтры)	Релейная автоматика	Атмосферные	4 ед. кожухотрубные теплообменные аппараты	1.расходомер-счетчик ультразвуковой OPT KRONNE 2.датчик температуры КТПТР-01 3.датчик давления Метран-150 TG3	Давление: до 1,3 МПа; Температура: до 194°С	Теплофикационные типа ВТИ (5 ед.)	125	по РК: 94,3 %
	2	ПТВМ-50	50		ДКБ	2009	Газ/мазут								150	по РК: 92,9 %
	3	ПТВМ-50М	60		ДКБ	2005	Газ/мазут								150	по РК: 92,7 %
	4	ПТВМ-50	50		ДКБ	2012	Газ/мазут								130	по РК: 93,6 %
	5	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2007	Газ/мазут								Средняя температура: 125	Запрет эксплуатации
	6	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2009	Газ/мазут									по РК: 94,3 %
	7	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	1971	Газ/мазут									Запрет эксплуатации
	8	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	1973	Газ/мазут									Запрет эксплуатации
	9	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2014	Газ/мазут									по РК: 94,3 %

Таблица 23. Состав вспомогательного оборудования котельной «Северомуринская»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Сетевой насос СЭ 1250-140	2 шт.
2	Сетевой насос РСМ 1250-140	1 шт.
3	Сетевой насос 1 Д 630-90	1 шт.
4	Подпиточный насос 1 Д 500-63	3 шт.
5	Подпиточный насос 14 НДС-60	1 шт.
6	Подпиточный насос 1 Д 315-51	1 шт.
7	Подпиточный насос К 100-65-250	1 шт.
8	Питательный насос ЦНСГ 60-231	3 шт.
9	Питательный насос ЦНСГ 60-198	1 шт.
10	Дутьевой вентилятор паровых котлов ВД-12	5 шт.
11	Дымосос паровых котлов Д-13,5	5 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 24.

Таблица 24. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	288,5
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	202,3
Собственные нужды, Гкал/ч	8,03
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	194,27

1.2.7.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Величина ограничений установленной мощности на котельной составляет 86,2 Гкал/ч. Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 24.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Северомуринская» представлены таблице 24 – собственные нужды на котельной составляют 8,03 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 194,27 Гкал/ч.

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

Сведения об эксплуатационных показателях основного оборудования котельной «Северомуринская» представлены в таблице 25.

Таблица 25. Эксплуатационные показатели основного оборудования котельной «Северомуринская»

Тип (марка) оборудования	Год ввода оборудования в эксплуатацию, год	Дата обследования котлов	Год последнего освидетельствования при допуске эксплуатации после ремонта	Нормативный срок службы (парковый ресурс), лет (ч)	Ожидаемый год достижения нормативного/назначенного срока службы (ресурса)	Основные мероприятия по продлению ресурса
ПТВМ-50	2014	25.04.2022	2021	20	2034	–
ПТВМ-50	2009	14.05.2022	2021	16	2025	–
ПТВМ-50М	2005	07.06.2022	2020	20	2025	–
ПТВМ-50	2012	05.07.2022	2019	20	2032	–
ДКВр-20/13	2007	запрет	запрет	20	запрет	-
ДКВр-20/13	2009	-	2022	20	2029	Капитальный ремонт 2022г.
ДКВр-20/13	1971	запрет	запрет	20	запрет	–
ДКВр-20/13	1973	запрет	запрет	20	запрет	–
ДКВр-20/13	2014	02.08.2022	2019	20	2034	–

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

Тепловая схема котельной одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям количественное. Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

Тепловая схема котельной «Северомуринская» приведена на рисунке 5.

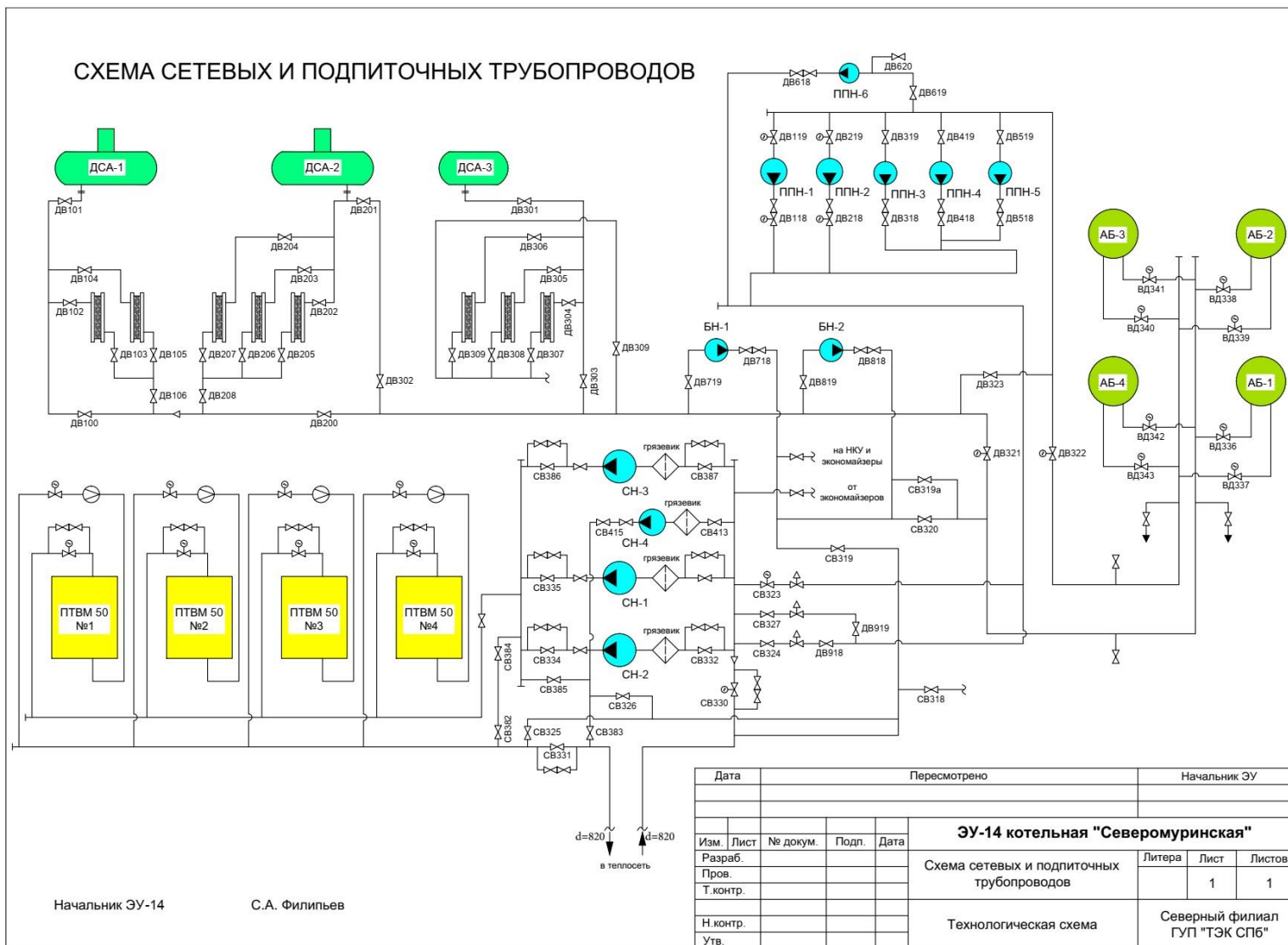


Рисунок 5. Схема выдачи тепловой мощности котельной «Северомуринская»

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 150/70 °С.

1.2.7.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ГУП «ТЭК СПб» представлена в таблице 26.

Таблица 26. Нарботка основного оборудования котельной ГУП «ТЭК СПб» за 2022 год

период	Нарботка, ч						Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)						Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)					
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №9	Котел №5	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №9	Котел №5	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №9	Котел №5
Январь	744	744	720	720	744	744									2	2		
Февраль	672	148	672	672	672	672												1
Март	744	573	333	504	744	744								1	1			
Апрель	170	612	720	549	720	666										1		1
Май			372	725	727	242												
Июнь	48				307		6						3					1
Июль	323				492		18											1
Август	695				496		3											2
Сентябрь	667	447	18		720								1	1	1	1		
Октябрь	606	744	174		744													
Ноябрь		720	720	307	716											2		
Декабрь	737	535	744	744	744								1	1				
Итого:	5406	4523	4473	4221	7826	3068												

1.2.7.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлены узлы учета тепловой энергии. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 27.

Таблица 27. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ГУП «ТЭК СПб»

Наименование тепловой сети	Наименование средства измерения	Марка	Размерность	Диапазон измерений	
				от	до
Северомуринская	тепловычислитель	СПТ-961.2			
	Регистратор	Ф1770-АД-М	мА	4	20
Подающий трубопровод	расходомер-счетчик ультразвуковой	ОРТ KROHNE	м3/ч	0	6791
	датчик температуры	КТПТР-01	гр.С	0	180
	датчик давления	Метран-150 TG3	МПа	0	1,6
Обратный трубопровод	расходомер-счетчик ультразвуковой	ОРТ KROHNE	м3/ч	0	6791
	датчик температуры	КТПТР-01	гр.С	0	180
	датчик давления	Метран-150 TG3	МПа	0	1 Мпа
подпитка	датчик давления гор.вода	Сапфир22М-ДИ	МПа	0	1,6
	расходомер	Метран-150СД1	Мпа	0	4 кпа
	расходомер	Метран -150 СД3	Мпа	0	63 кпа
	диафрагма	СУ d20=340,15мм	мм	0	D20=511 d20=340,15
	датчик температуры	ТСМ-1088	гр.С	-50	150

1.2.7.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.7.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ГУП «ТЭК СПб» отсутствуют.

1.2.7.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.8. ПАО «ТГК-1»

1.2.8.1. Общие сведения

Источником теплоснабжения абонентов через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» является Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1», расположенная за территорией МО «Муринское городское поселение».

Установленная мощность ТЭЦ-21 – 1 208,0 Гкал/ч. Основным видом топлива ТЭЦ является природный газ. Резервным видом топлива является мазут.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей на территории МО «Муринское городское поселение» через тепловые сети АО «Теплосеть СПб» – 179,5173 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 106,4563 Гкал/ч;
- Вентиляция – 8,898 Гкал/ч;
- ГВС (макс) – 64,163 Гкал/ч.

Кроме потребителей, подключенных через тепловые сети АО «Теплосеть СПб», к Северной ТЭЦ-21 через тепломагистраль «Суздальская» подключена котельная ООО «Петербургтеплоэнерго» с нагрузкой 100 Гкал/ч.

1.2.8.2. Структура основного оборудования

На ТЭЦ-21 установлено следующие основное энергетическое оборудование:

- 5 теплофикационных турбоагрегатов Т-100/120-130;
- 5 энергетических котлоагрегатов ТГМ-96Б и 4 паровых котлоагрегата ГМ-50-14-250;
- 2 пиковых водогрейных котлоагрегата КВГМ-100 и КВГМ-139,5 (120)-150.

Характеристики основного оборудования ТЭЦ приведены в таблицах 28-29.

Таблица 28. Технические характеристики котлоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
					Значение	Единица измерения				
Паровые котлы										
1	ГМ-50-14-250	1	Проведение пуско-наладочных работ и режимно-наладочных испытаний	пар	50	т/ч	14	250	94,0	
2	ГМ-50-14-250	2	1974	пар	50	т/ч	14	250	94,0	Консервация
3	ГМ-50-14-250	3	1982	пар	50	т/ч	14	250	94,0	Консервация
4	ГМ-50-14-250	4	1985	пар	50	т/ч	14	250	94,0	
Водогрейные котлы										
5	КВГМ-100	1	1986	вода	100	Гкал/ч	-	150	94	
6	КВГМ-139,5 (120)-150	2	2014	вода	120	Гкал/ч	-	150	92	
Энергетические котлы										
7	ТГМ-96Б	1	1975	пар	480	т/ч	125	545	92	
8	ТГМ-96Б	2	1976	пар	480	т/ч	125	545	92	
9	ТГМ-96Б	3	1978	пар	480	т/ч	125	545	92	
10	ТГМ-96Б	4	1981	пар	480	т/ч	125	545	93	
11	ТГМ-96Б	5	1983	пар	480	т/ч	125	545	92	

Таблица 29. Технические характеристики турбоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кг/см ²	Температура острого пара, град. °С
						УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
1	Т-100/120-130-3	ТГ-1	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1975	100	168	168	–	13	555
2	Т-100/120-130-3	ТГ-2	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1976	100	168	168	–	13	555
3	Т-100/120-130-3	ТГ-3	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1978	100	168	168	–	13	555
4	Т-100/120-130-4	ТГ-4	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1981	100	168	168	–	13	555
5	Т-100/120-130-4	ТГ-5	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1983	100	168	168	–	13	555
Итого:					500	840	840	–	–	–

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 30.

Таблица 30. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная электрическая мощность, МВт	500
Располагаемая электрическая мощность, МВт	500
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1208,0
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	1148,0
Собственные нужды, Гкал/ч	79,0
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1069,0

1.2.8.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Величина ограничений установленной мощности на ТЭЦ составляет 60 Гкал/ч. Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 30.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто Северной ТЭЦ-21 представлены в таблице 30 – собственные нужды ТЭЦ-21 составляют 79,0 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 1069,0 Гкал/ч.

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

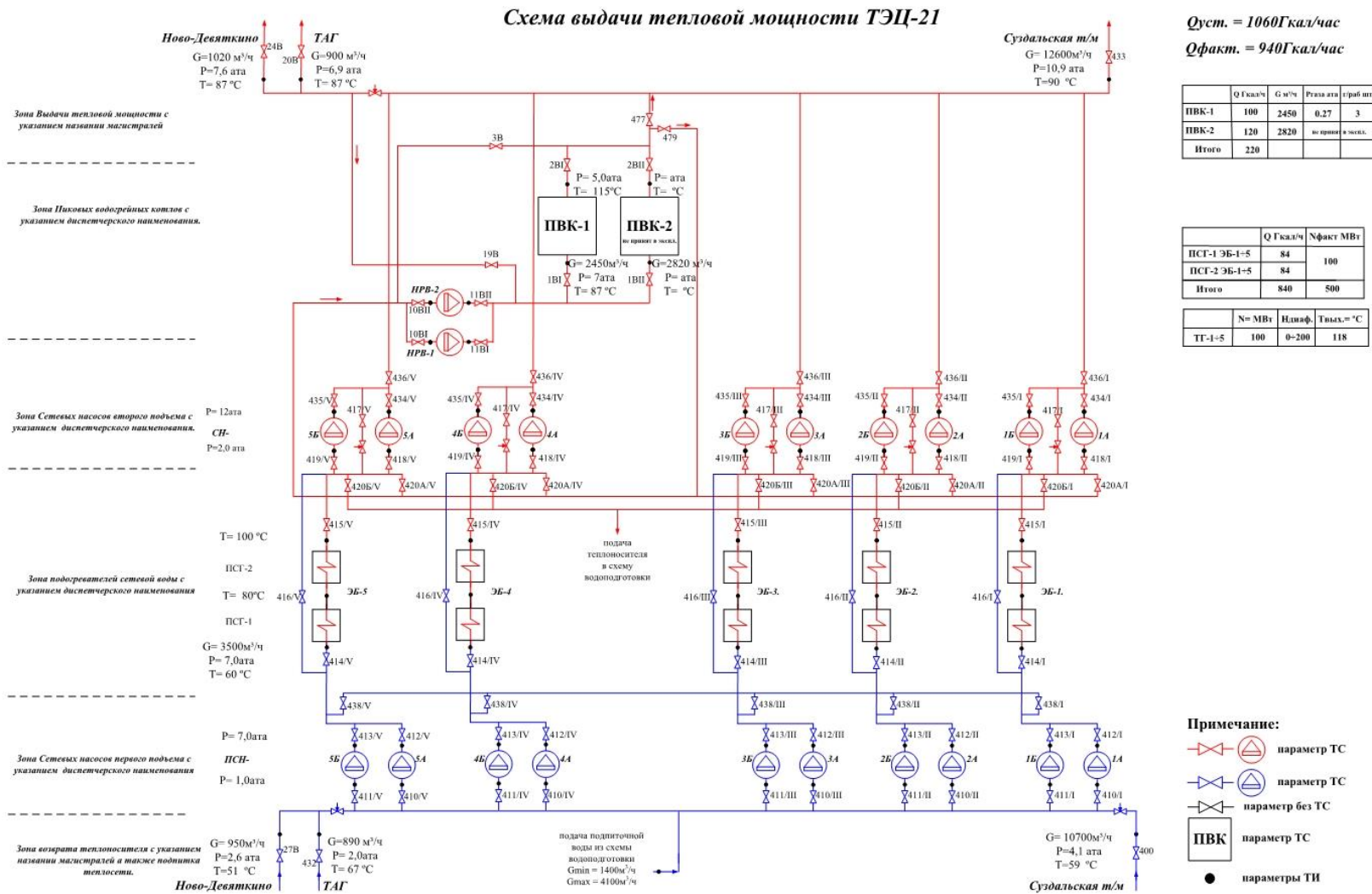
Сведения об эксплуатационных показателях основного оборудования Северной ТЭЦ-21 представлены в таблице 31.

Таблица 31. Эксплуатационные показатели основного оборудования Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Ст. №	Тип (марка) оборудования	Завод изготовитель	Год ввода оборудования в эксплуатацию, год	Нормативный срок службы (парковый ресурс), лет (ч)	Наработка с начала эксплуатации, ч	Наработка за базовый год, ч	Год последнего капитального ремонта, год	Назначенный срок службы (ресурс), лет (ч)	Ожидаемый год достижения нормативного/назначенного срока службы (ресурса)
1	ТГМ-96Б	ТКЗ Красный котельщик, г. Таганрог	1975	300000	256150	6188	2020		2030
2	ТГМ-96Б	ТКЗ Красный котельщик, г. Таганрог	1976	300000	240733	3565	2015	225000	2044
3	ТГМ-96Б	ТКЗ Красный котельщик, г. Таганрог	1978	300000	235706	5307	2018	241000	2038
4	ТГМ-96Б	ТКЗ Красный котельщик, г. Таганрог	1981	300000	216381	5666	2016	200000	2041
5	ТГМ-96Б	ТКЗ Красный котельщик, г. Таганрог	1983	300000	214139	5526	2017	200000	2037
К-1н	ГМ-50-14-250	Котельный завод Белэнергомаш, г. Белгород	1974	262800	90		2021		
К-2н	ГМ-50-14-250	Котельный завод Белэнергомаш, г. Белгород	1975	262800	42091				
К-3н	ГМ-50-14-250	Котельный завод Белэнергомаш, г. Белгород	1985	262800	32298				
К-4н	ГМ-50-14-250	Котельный завод Белэнергомаш, г. Белгород	1986	262800	49075	396			2024
КВ01	КВГМ-100	Дорогобужский котельный завод, Смоленская область	1986	50000	2845	356	2010		2029
КВ02	КВГМ-120	Дорогобужский котельный завод, Смоленская область	2014	50000	837	72	2019		
ТГ-1	Т-100/120-130-3	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1975	220000	256150	6188	2020		2023
ТГ-2	Т-100/120-130-3	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1976	220000	241245	3565	2015		2024
ТГ-3	Т-100/120-130-3	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1978	220000	235706	5307	2018		2025
ТГ-4	Т-100/120-130-4	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1981	220000	216381	5666	2016		2024
ТГ-5	Т-100/120-130-4	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1983	220000	214139	5526	2017		2024

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

Схема выдачи тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 представлена на рисунке 6.



$Q_{уст.} = 1060 \text{ Гкал/час}$
 $Q_{факт.} = 940 \text{ Гкал/час}$

	Q Гкал/ч	G м ³ /ч	Р ата	Т град. С
ПВК-1	100	2450	0,27	3
ПВК-2	120	2820	по привозу в закл.	
Итого	220			

	Q Гкал/ч	N факт. МВт
ПСК-1 ЭБ-1-5	84	100
ПСК-2 ЭБ-1-5	84	
Итого	840	500

	N МВт	Идиф.ф.	T вых., °C
ТТ-1-5	100	0-200	118

Рисунок 6. Схема выдачи тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

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

Схема тепловых сетей от ТЭЦ-21 – двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Расчетные температуры сетевой воды для ТЭЦ – 150/70 °С с ограничением максимальной температуры теплоносителя величиной: 110°С.

1.2.8.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Данные по коэффициентам использования установленной электрической и тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 32.

Таблица 32. Коэффициенты использования установленной электрической и тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2018	27,37	64,74
2019	59,95	65,31
2020	42,88	42,63
2021	43,00	48,01
2022	43,44	48,19

1.2.8.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Данные об установленных приборах учета на Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» приведены в таблице 33.

Таблица 33. Перечень приборов учета тепловой энергии на Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки
Приборы учета тепловой энергии		
1. Магистраль «Суздальская»		
Тепловычислитель СПТ961.2	26422	08.08.24
Контроллер STARDOM FCJ (один на две магистрали)	C2L917825 1136	10.10.24
Yokogawa EJX110A ПГ±0,04% (перепад); ПГ±0,2%(давление)	91L857436(136)	12.08.25
Yokogawa EJX110A ПГ±0,04% (перепад); ПГ±0,2%(давление)	91L857440(136)	12.08.25
Yokogawa YTA320 абс. Погрешность ±0,1°С	C2L917487(137)	11.10.23
1.1. Магистраль «Суздальская» (подающий тр-д). Расчет № 3 от 01.02.12 г.		
- СУ d20= 855,24±0,34	№284	16.08.23
КТПТР-01. 100П, класс 1 класс комплекта «АА»	7513	19.07.24
1.2. Магистраль «Суздальская» (обратный тр-д). Расчет № 4 от 01.02.12 г.		
- СУ d20= 815,77 ± 0,33	№283	16.08.23

Тип прибора	Заводской номер	Дата проверки
КТПТР-01. 100П, класс 1 класс комплекта «АА»	7513А	19.07.24
2. Магистраль Ново-Девяткино		
Тепловычислитель СПТ961.2	24403	20.09.25
Контроллер STARDOM FCJ (один на две магистрали)	C2L917822 1136	10.10.23
Yokogawa EJX110A ПГ±0,04% (перепад); ПГ±0,2%(давление)	91L857431 136	12.08.24
Yokogawa EJX110A ПГ±0,04% (перепад); ПГ±0,2%(давление)	91L857437 136	21.08.24
Yokogawa YTA320 абс. Погрешность ±0,1°C	C2L705721126	11.10.23
2.1. Магистраль Ново-Девяткино (подающий тр-д). Расчет № 42/20 от 26.10.20 г.		
СУ. D20= 700,94 мм, d20= 328,85 мм, $\square = 0,4692$	№1438/1	06.08.22
КТПТР-01. 100П, класс 1 класс комплекта «АА»	17768	17.07.22
2.2. Магистраль Ново-Девяткино (обратный тр-д). Расчет № 43/20 от 26.10.20 г.		
- СУ. D20= 701,17 мм, d20= 328,77 мм, $\square = 0,0,4689$	№1438/2	06.08.22
КТПТР-01. 100П, класс 1 класс комплекта «АА»	17768А	17.07.24

1.2.8.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные об авариях и отказах оборудования (и времени восстановления) Северной ТЭЦ-21 за 2020-2021 гг. с указанием их причин приведены в таблице 34.

Таблица 34. Данные об авариях и отказах оборудования (и времени восстановления) Северной ТЭЦ-21 за 2020-2021 гг.

Дата и время возникновения аварии	Причина отказа оборудования на источнике	Дата и время ликвидации аварийного режима
11.01.2020 12:31	После набора электрической нагрузки 100 МВт в автоматическом режиме на энергоблоке ст.№3 машинистом энергоблока КТЦ допущено превышение расхода природного газа на котел выше значения, указанного в эксплуатационной документации, что привело к выходу САУМ из режима регулирования давления "До себя" с увеличением расхода перегретого пара на турбину, созданию условия снижения в барабане котла и возникновению аварийной ситуации.	11.01.2020 17:53
24.01.2020 03:54	Причиной отключения энергоблока ст. №3 оперативным персоналом явился разрыв двух труб ширмового пароперегревателя котла.	29.01.2020 23:59
12.04.2020 21:40	Причиной отключения энергоблока ст. №4 технологической защитой "Понижение уровня масла в демпферном баке СУВГ" явились ошибочные действия начальника смены ЦТАИ при плановом опробовании технологических защит на энергоблоке №5, находящемся в резерве.	13.04.2020 04:14
28.04.2020 22:02	Причиной отключения энергоблока ст.№1 явилось действие технологической защиты "Отключение ПЭН". ПЭН-1 отключился защитой "Падение давления масла на смазку подшипников ПЭНа" после снижения давления в системе смазки ПЭН-1 до установки срабатывания по вводу в работу резервного маслоохладителя ПЭН и отключению работавшего.	29.04.2020 02:00
23.08.2020 21:26	Причиной отключения энергоблока ст.№3, работавшего с ПЭН-Р, явилось действие технологической защиты "Отключение двух питательных насосов". Нарушение последовательности производства переключений оперативным персоналом ЭЦ привело к отключению резервного питания колец сборок при отключенном рабочем питании.	24.08.2020 00:01

Дата и время возникновения аварии	Причина отказа оборудования на источнике	Дата и время ликвидации аварийного режима
27.08.2020 11:47	При отключении электродвигателя ПЭН-3 (Р-5 МВт) произошло отключение ТСН-Р, находящегося в управлении и ведении ТЭЦ-21. Отключились В-110 кВт ТСН-Р, выключатели 6 кВ ВШ-А ТСН-Р, ВШ-Б ТСН-Р. Последствий для потребителей не было.	27.08.2020 14:53
23.10.2020 20:36	Причиной отключения энергоблока ст.№2 явилась работа технологической защиты "Повышение уровня в барабане котла" после фактического повышения уровня выше установки срабатывания (+200 мм). Повышение уровня в барабане котла произошло вследствие полного открытия РПК Ду-250 в результате подачи на вход регулятора недостоверного токового сигнала 0-5 мА из-за отказа датчика уровня, измеряющего регулируемый параметр.	24.10.2020 02:38
29.10.2020 03:17	Причиной отключения энергоблока ст.№3 действием технологической защиты "Повышение уровня воды в деаэраторе" явились ошибочные действия (бездействие) машиниста энергоблока в процессе регулирования уровня воды в деаэраторе 7 ата.	29.10.2020 07:03
29.10.2020 08:42	Причиной отключения энергоблока ст.№4 явилось действие технологической защиты "Падение вакуума в конденсаторе турбины". Причиной падения вакуума в конденсаторе явилось нарушение баланса пар-охлаждающая вода в конденсаторе вследствие открытия диафрагмы теплофикационного отбора машинистом энергоблока ст.№4 для снижения давления в теплофикационном отборе.	29.10.2020 13:39
10.12.2020 11:18	Причиной отключения энергоблока ст.№1 технологической защитой "Отключение двух ПЭН" явилось отключение ПЭН-Р, на котором работал энергоблок. ПЭН-Р отключился защитой "Понижение давления масла в системе смазки ПЭН-Р" в результате загрязнения механическими отложениями сеток масляного фильтра Б системы смазки ПЭН-Р.	10.12.2020 18:08
29.08.2021 08:50	Потеря диспетчерской связи с Северной ТЭЭС произошла в результате нарушения электрического контакта, размыкания, обрыва цепи.	29.08.2021 12:57
22.09.2021 01:58	Причиной отключения блока №3 оперативным персоналом явилось повреждение труб ширмовой части пароперегревателя котла. Разрушение труб произошло в результате ползучести при перегреве металла до температур выше предельных для стали 12 Х1МФ-585 С. Перегрев металла пароперегревателей сформирован по условиям обеспечения надежности металла пароперегревателей.	28.09.2021 23:59
06.12.2021 06:02	Причиной отключения В-110 кВ БГТ-5 на подстанции 220 кВ "Ручьи" и Т-5 на ТЭЦ-21 явилось срабатывание газовой защиты ТСНО-5 (отпаечного трансформатора, жестко присоединенного к шинопроводу 10 кВ Т-5). Газовая защита ТСНО-5 сработала в результате снижения уровня масла в расширительном баке ухода масла из газового реле вследствие уменьшения его объема, а также неудовлетворительная организация подготовок технического трансформатора к работе в ОЗП со стороны руководства ЭЦ.	06.12.2021 21:59
24.12.2021 07:23	Сбой/дефект программного обеспечения	25.12.2021 00:43

Данные об авариях и отказах оборудования (и времени восстановления) Северной ТЭЭС-21 за 2022 год отсутствуют.

1.2.8.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования отсутствуют.

1.2.8.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.9. АО «НПО «Поиск»

1.2.9.1. Общие сведения

На территории городского поселения находится одна производственная котельная - котельная Акционерного общества «Научно-производственное объединение «Поиск», расположенная на юге квартала Медвежий Стан.

Производство тепловой энергии осуществляется на котельной АО «НПО «Поиск», расположенной по адресу: Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3.

Котельная имеет установленную мощность 30 т/ч и снабжает тепловой энергией в паре следующие объекты: ФГКОУ ВО СПбУ МВД РФ, ООО «Скандинавия Плюс», АО «УК «Корта». В качестве основного оборудования установлены 2 паровых котла ДКВр 10/13, основным топливом которых является природный газ, резервное топливо отсутствует. На источнике также установлены: деаэратор атмосферный типа ДСА-50/25, экономайзер типа ЭБ-1-300.

1.2.9.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 паровых котла ДКВр 10/13 общей мощностью 20 т/ч. Котельная работает в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии 95–70 °С.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 35.

На источнике также установлено следующее вспомогательное оборудование:

- Насос сетевой Д 320/50, 75 кВт – 2 шт.;
- Насос холодной воды КМ-80-50, 15 кВт – 2 шт.;
- Насос подпиточный КМ 65-50-160, 4 кВт – 3 шт.;
- Насос питательный ЦСНГ 105-13, 11 кВт – 3 шт.;
- Вентилятор дутьевой ВДН-10 – 2 шт.;
- Дымосос ДН-12,5 – 2 шт.

Таблица 35. Характеристика основного оборудования котельной АО «НПО «Поиск»

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Наличие и тип охладителей пара	Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %
Котельная АО «НПО «Поиск» Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3	ДКВр 10/13-2 шт.	13,4 Гкал/ч 10 т/ч	-	Бийский котельный завод	1978, 1979	Газ	Деаэратор атмосферный, натрий-катионитовые фильтры (умягчение по 2 ступеням)	Модифицированный «Контур» щит управление на базе ПЛК-160	ДА 50/25	ОВ-2	-	Рабочее давление 6 кгс/см ² , 135 °С	-330	За котлом: 180 За экономайзером: 100	есть

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

На котельной установлено два паровых котла ДКВр 10/13 теплопроизводительностью 10 т/ч каждый. Установленная мощность котельной составляет 30 т/ч.

1.2.9.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Располагаемая мощность котельной АО «НПО «Поиск» составляет 20 т/ч.

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

Потребление тепловой мощности котельной АО «НПО «Поиск» на собственные нужды отсутствуют. Тепловая мощность нетто котельной составляет 20 т/ч.

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной АО «НПО «Поиск»:

- паровой котлоагрегат №2 – 1978 г.;
- паровой котлоагрегат №3 – 1985 г.

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

Технологическая схема котельной АО «НПО «Поиск» не предоставлена.

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

Система теплоснабжения котельной АО «НПО «Поиск» – двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период, отбор тепла на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск» представлен в таблице 36.

Таблица 36. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск»

№ п/п	Температура наружного воздуха °С	Температура прямой сетевой воды (после подогревателей) к абонентам °С	Температура обратной сетевой воды °С
1	+5	47	39
2	+4	49	41
3	+3	51	42
4	+2	53	44
5	0	56	46
6	-1	58	47
7	-2	60	48
8	-3	61	49
9	-4	63	50
10	-5	65	51
11	-6	66	52
12	-7	68	54
13	-8	70	55
14	-9	71	56
15	-10	73	57
16	-11	74	58
17	-12	76	58
18	-13	78	59
19	-14	79	60
20	-15	81	61
21	-16	82	62
22	-17	84	64
23	-18	85	64
24	-19	86	65
25	-20	87	66
26	-21	89	67
27	-22	91	68
28	-23	92	68
29	-24	94	69
30	-25	95	70

1.2.9.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной АО «НПО «Поиск» представлена в таблице 37.

Таблица 37. Нарботка основного оборудования котельной АО «НПО «Поиск» за 2022 год

период	Нарботка, ч		Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)		Количество пусков из горячего состояния (при простое более 12 часов)	
	Котел №2	Котел №3	Котел №2	Котел №3	Котел №2	Котел №3
Январь	336	408	-	-	-	1
Февраль	216	456	-	-	1	1
Март	-	744	-	-	-	-
Апрель	336	384	-	-	1	1
Май	-	144	-	-	-	-
Июнь	-	-	-	-	-	-
Июль	-	-	-	-	-	-
Август	-	-	-	-	-	-
Сентябрь	-	-	-	-	-	-
Октябрь	12	744	1	-	3	1
Ноябрь	-	720	4	-	-	-
Декабрь	576	168	-	-	1	-
Итого:	1476	3768	5	-	6	4

1.2.9.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета отпуска тепла на котельной отсутствуют.

1.2.9.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.9.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования отсутствуют.

1.2.9.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них

Описание тепловых сетей основывается на данных, предоставленных теплоснабжающим и теплосетевым организациям, действующим на территории Муниципального образования «Муринское городское поселение», а также на данных завершённых энергетических обследований, выполненных не позднее чем за 5 лет до актуализации схемы теплоснабжения, и сопровождается графическим материалом (электронные карты-схемы тепловых сетей, зоны действия источников, энергетические балансы тепловых сетей).

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

Система теплоснабжения котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной МБУ «ЦБС» закрытая, четырехтрубная. В настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

Система теплоснабжения котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» закрытая, четырехтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «Энергия» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения ГУП «ТЭК СПб» двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения АО «Теплосеть СПб» двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения АО «НПО «Поиск» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС не осуществляется.

Характеристики тепловых сетей представлены в таблице 38.

Таблица 38. Характеристики тепловых сетей

Наименование	Характеристика тепловых сетей								
	Источник теплоснабжения, связанный с тепловыми сетями	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»	БМК Лаврики д.34	Котельная МБУ «ЦБС»	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»	ООО «Энергия»	ГУП «ТЭК СПб»
Наименование предприятия, эксплуатирующего тепловые сети	ООО «Петербургтеплоэнерго»	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	ООО «ВТК»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	ООО «Энергия»	ГУП «ТЭК СПб»	АО «НПО «Поиск»
Вид тепловых сетей (централизованный или локальный)	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с
Год ввода в эксплуатацию	2014 - 2021	2016	2013-2015	2013	1978	1960-2021	2018-2022	1978-2015	1978
Протяженность трубопроводов тепловых сетей в 2х трубном исчислении	26 664,7 м в 2х трубном исчислении	1 074,55 м в 2х трубном исчислении;	2 032,24 м в 2х трубном исчислении	142,6 м в 2х трубном исчислении	599,45 м в 2х трубном исчислении (сети ТС) 244,2 м в 2х трубном исчислении (сети ГВС недействующая)	14 186,39 м 2х трубном исчислении	1050,868 м 2х трубном исчислении	3 896,19 м в 2х трубном исчислении	1 700 м в 2х трубном исчислении
Тип теплоносителя и его параметры	Вода 130/70 °С вода от ТЭЦ; 107/70 °С	Вода 115/75 °С	Вода 110/70 °С	Вода 95/70 °С	Вода 95/70 °С	Вода 150/70°С	Вода 105/70 °С	Вода 150/70°С	Вода 95/70 °С
Способ прокладки	Надземная, канальная, бесканальная, по подвалам и футляре	Канальная, бесканальная	Подземная, канальная, в футляре	Подземная, канальная	Подземная	Надземная, канальная, бесканальная, по подвалам и футляре	Канальная, бесканальная	Надземная, канальная, бесканальная, по подвалам и футляре	Надземная, канальная
Периодичность и параметры испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери)	1. Гидравлические испытания проводятся ежегодно после окончания отопительного сезона.								
	2. Температурные испытания проводятся в конце отопительного сезона.								

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

Схемы тепловых сетей в зоне действия каждой теплоснабжающей организации приведены на рисунках 7 – 15.

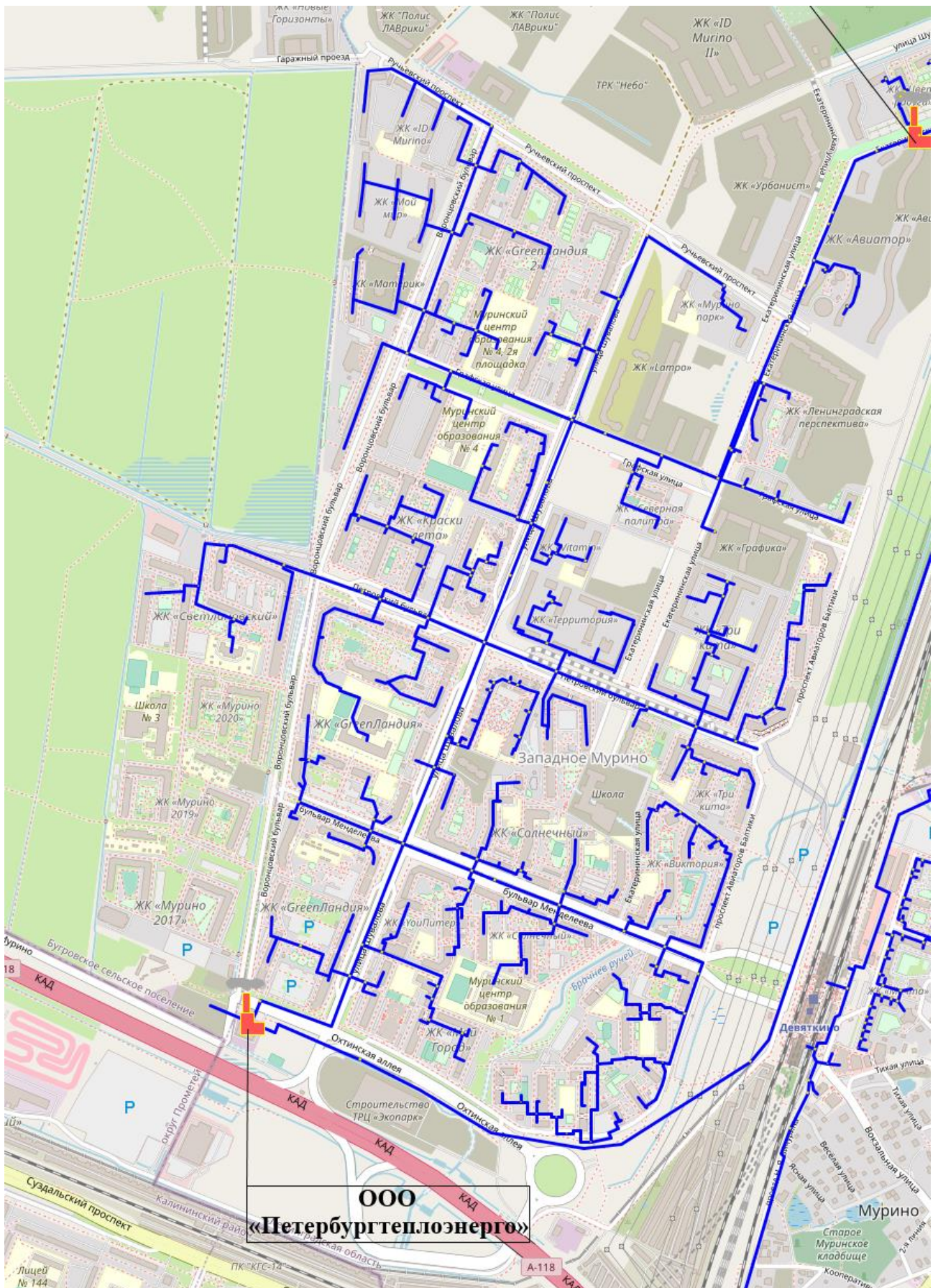


Рисунок 7. Схема тепловых сетей котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

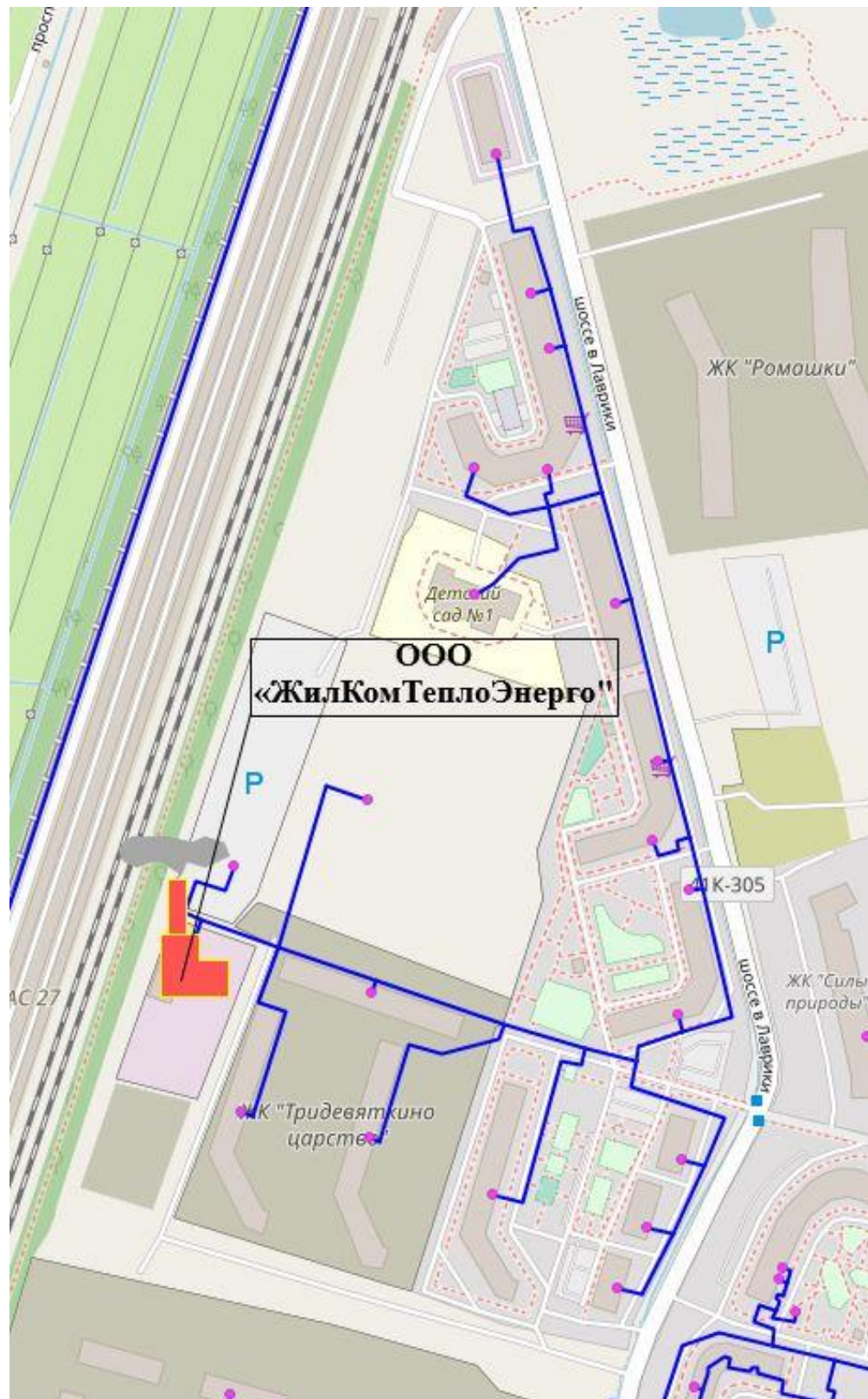


Рисунок 8. Схема тепловых сетей котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

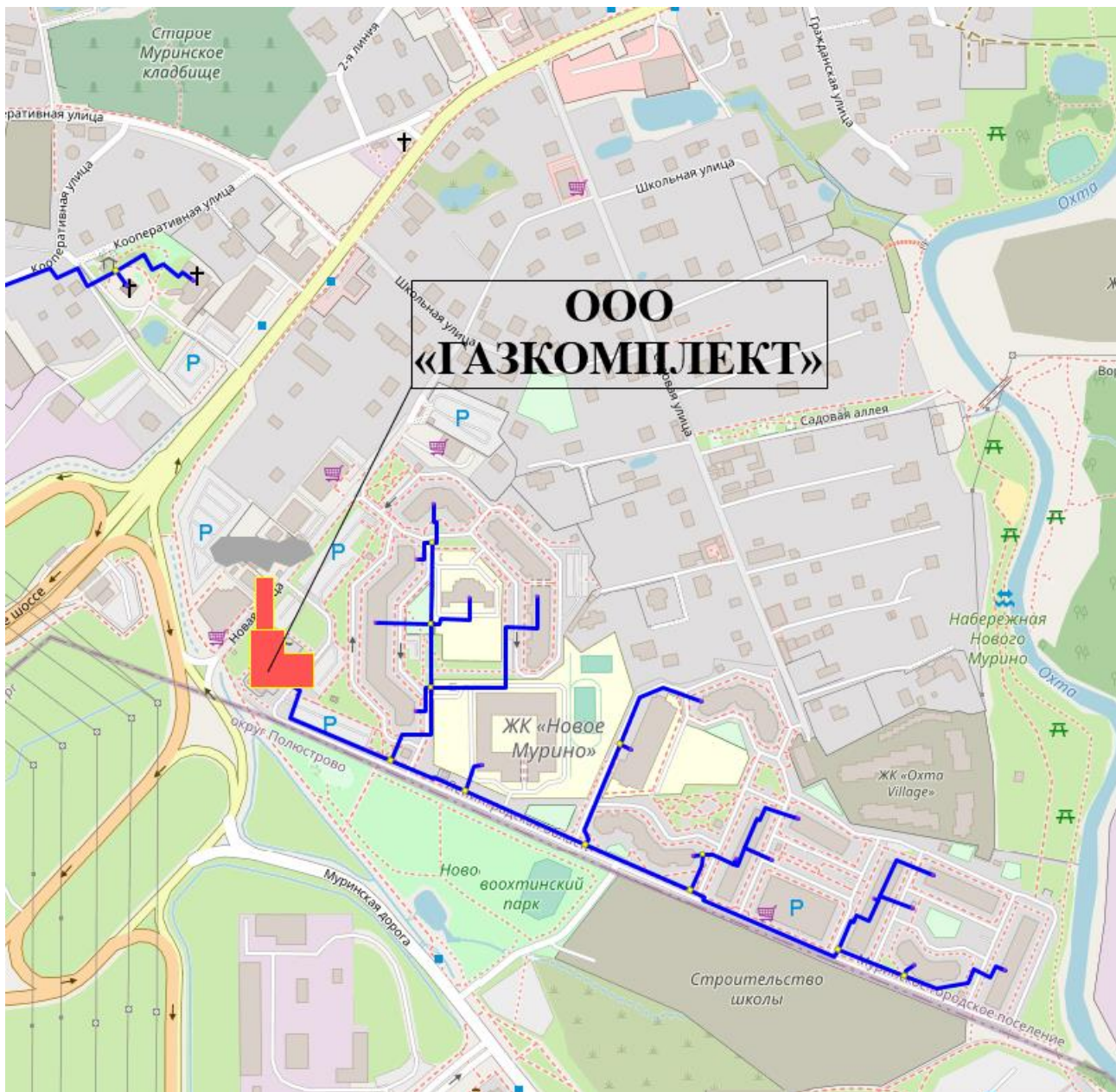


Рисунок 9. Схема тепловых сетей котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»



Рисунок 10. Схема тепловых сетей котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

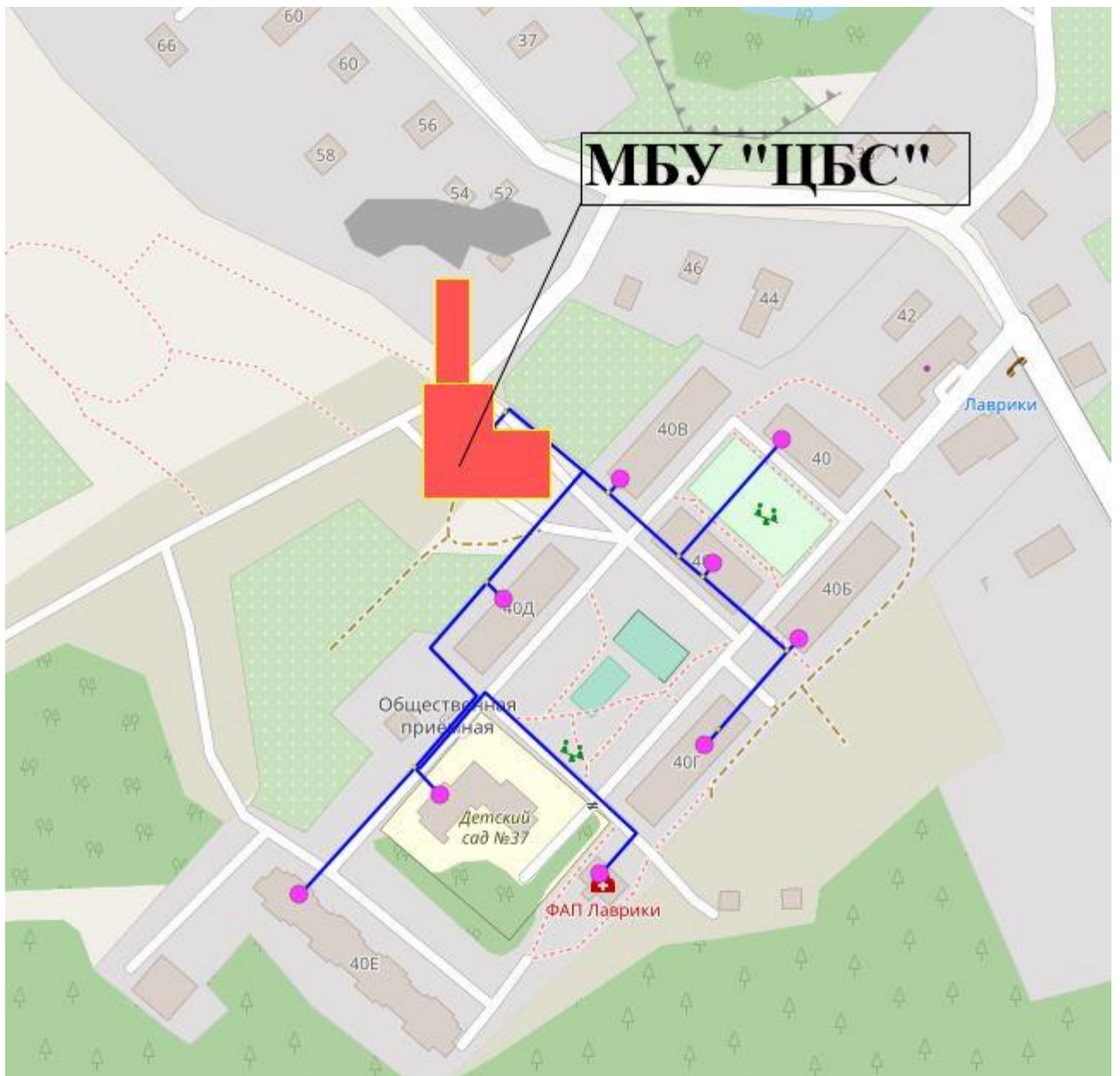


Рисунок 11. Схема тепловых сетей котельной МБУ «ЦБС»

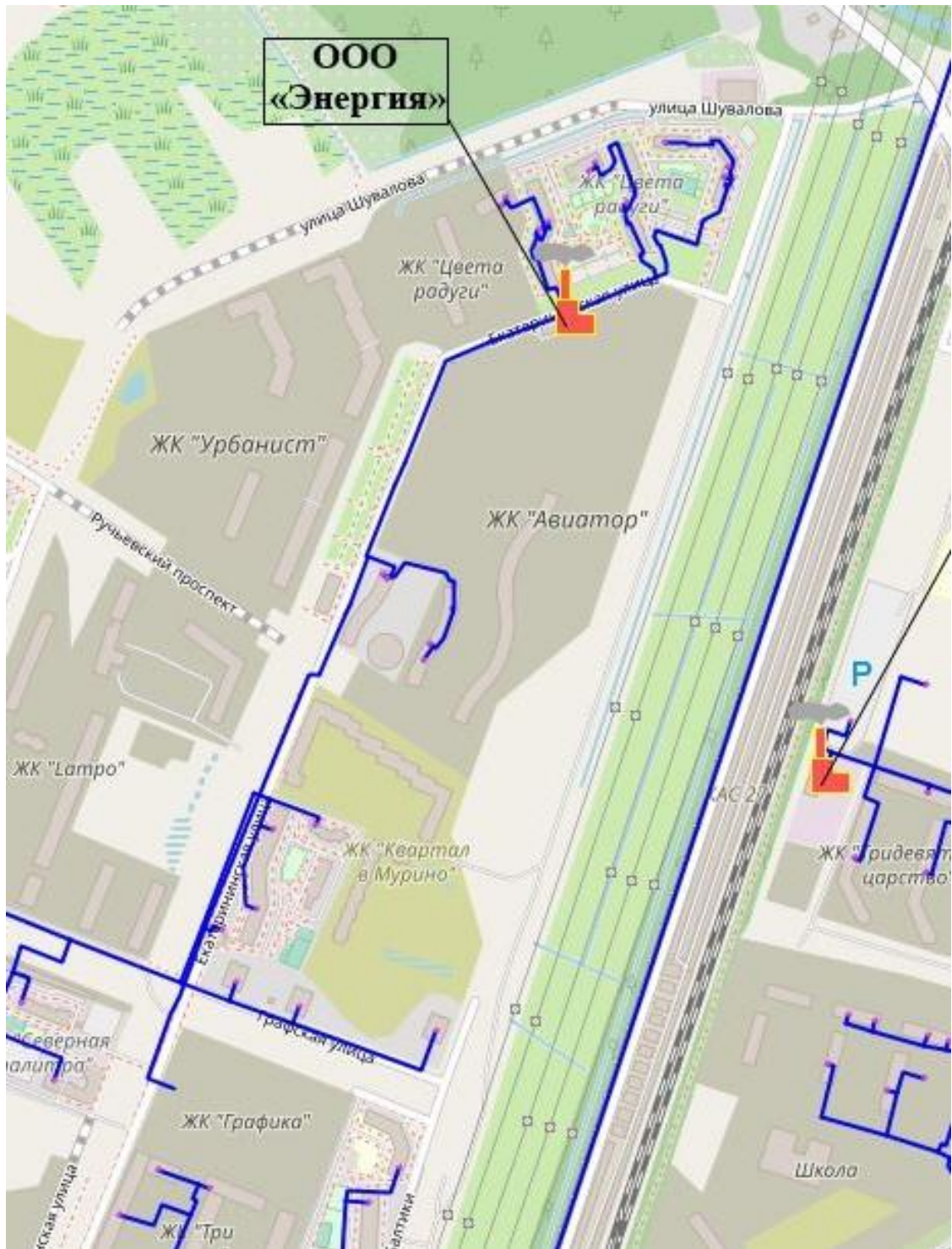


Рисунок 12. Схема тепловых сетей котельной ООО «Энергия»

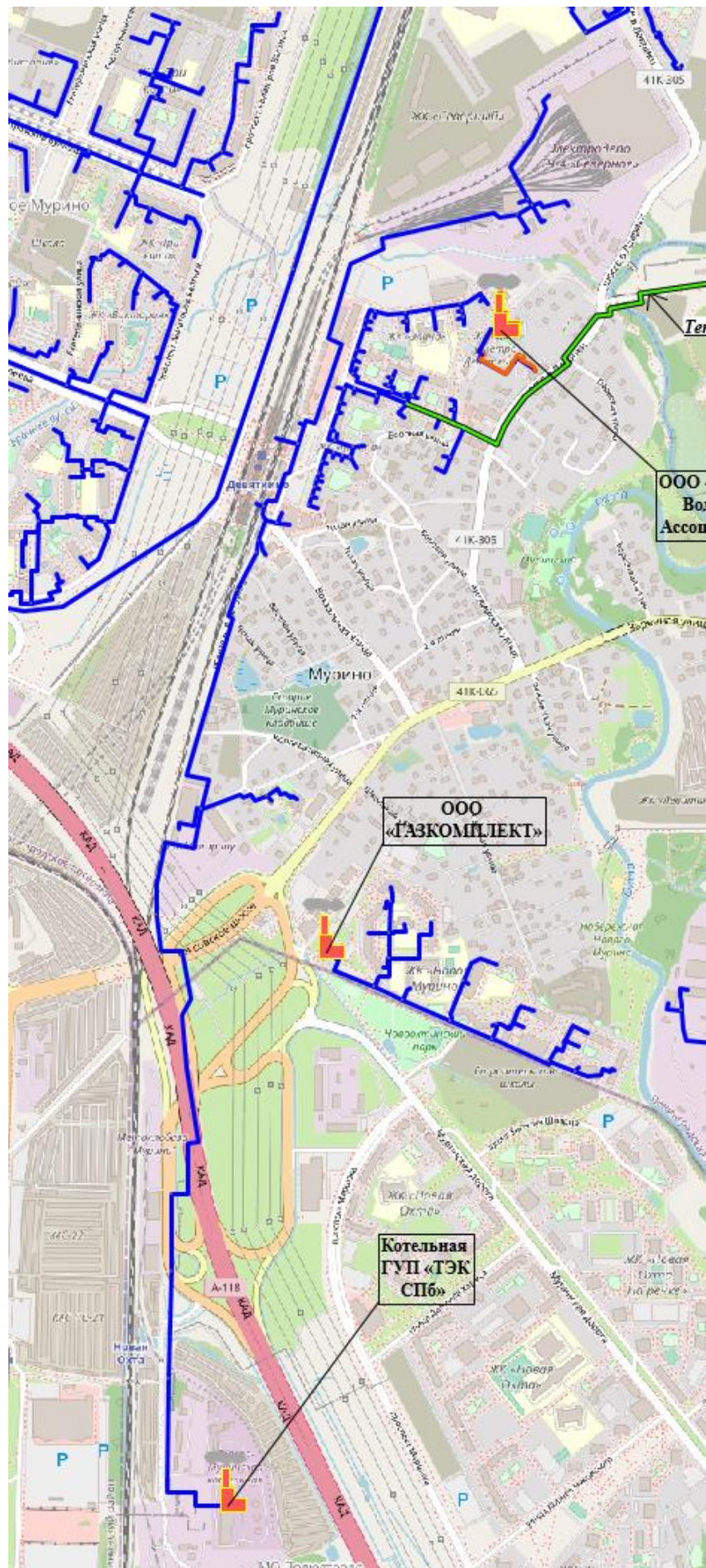


Рисунок 13. Схема тепловых сетей котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

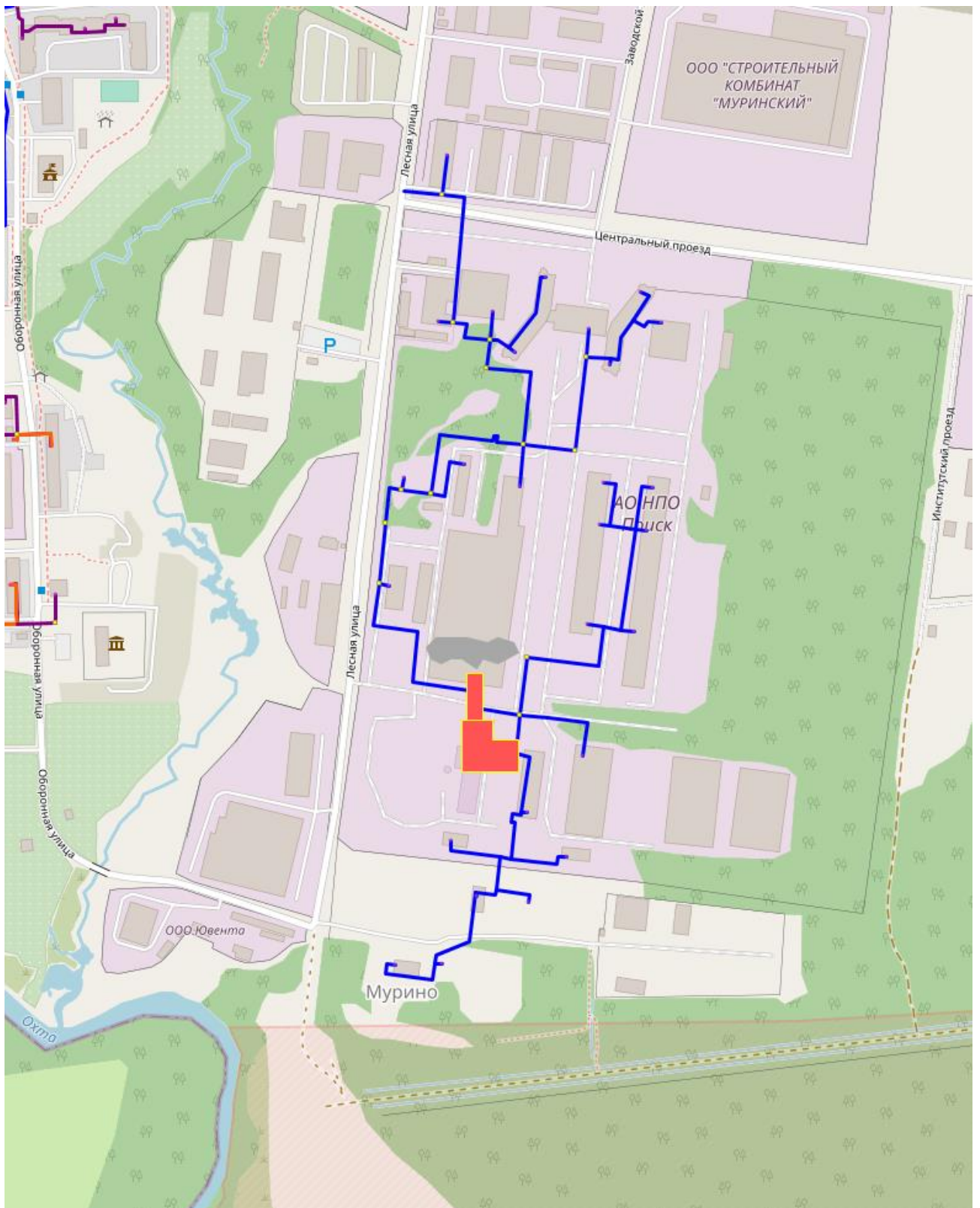


Рисунок 14. Схема тепловых сетей котельной АО «НПО «Поиск»

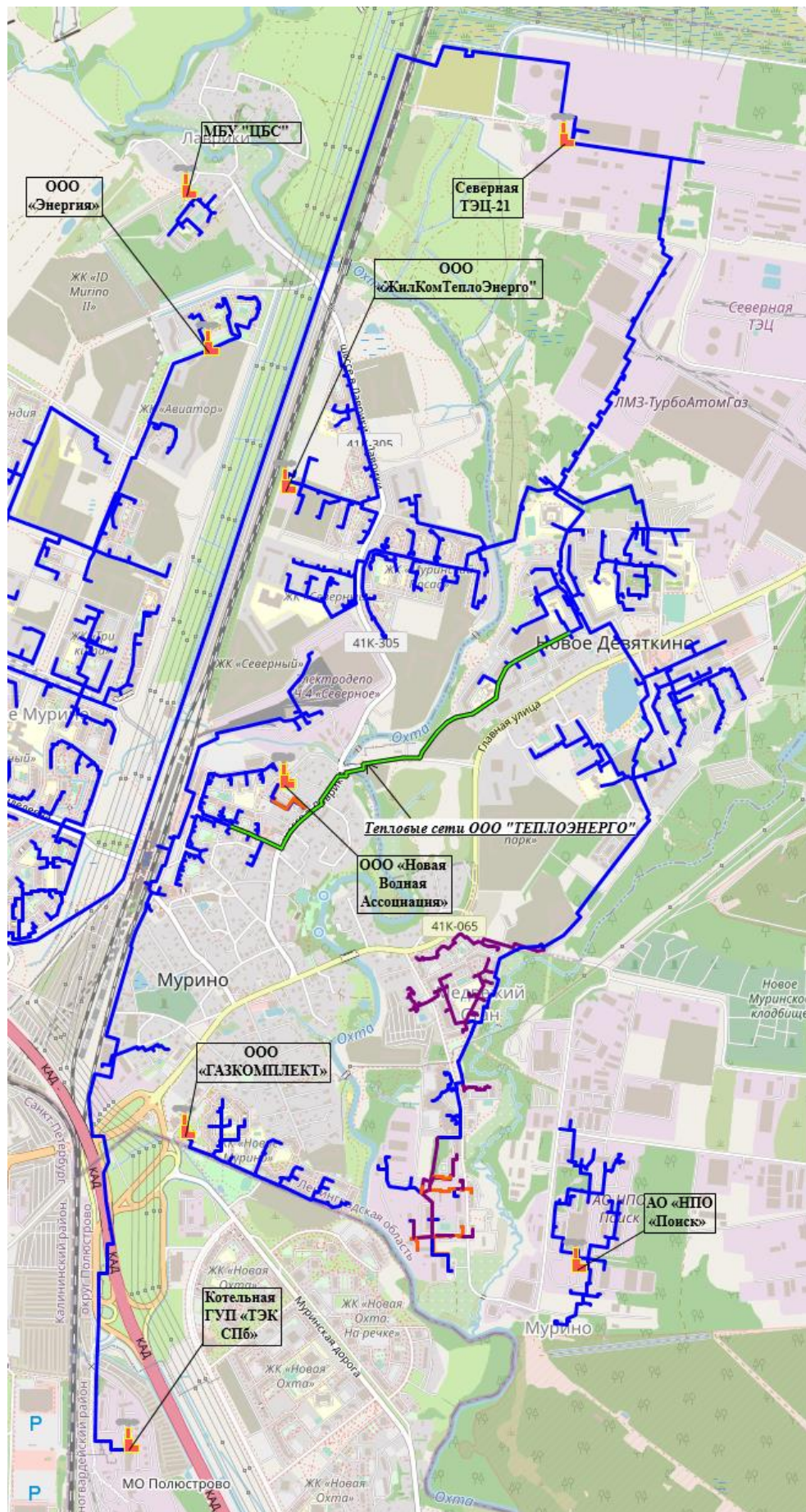


Рисунок 15. Схема тепловых сетей источника теплоснабжения Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

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

Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго».

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Год прокладки ТС: 2014-2021 гг.

Вид прокладки: бесканальная, канальная, по подвалу, в футляре и надземная.

Изоляция: преимущественно ППУ, а также минеральная вата.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 39.

Таблица 39. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
от врезки в Суздальскую магистраль	до СКУ-1.3	309,060	247,248	800	канальная	2014	ППУ
		427,100	341,680	800	бесканальная	2014	ППУ
		15,680	12,544	800	в ТК	2014	ТТМ-В
		45,760	36,608	800	надземная	2014	ППУ
		90,740	72,592	800	футлярная	2014	ППУ
от СКУ 1.3	до котельной	1,200	0,300	250	пом.котельной	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		3,880	2,328	600	пом.котельной	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		115,080	92,064	800	канальная	2014	ППУ
		974,300	779,440	800	бесканальная	2014	ППУ
		8,600	6,880	800	в ТК	2014	ТТМ-В
		7,600	6,080	800	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		142,420	113,936	800	футлярная	2014	ППУ
от котельной	до ТК-2	2,400	0,480	200	бесканальная	2014	ППУ
		8,110	1,622	200	в ТК	2014	ТТМ-В
		8,690	2,173	250	в ТК	2014	ТТМ-В
		11,580	4,632	400	в ТК	2014	ТТМ-В
		3,600	1,440	400	бесканальная	2014	ППУ
		214,960	214,960	1000	канальная	2014	ППУ
		623,920	623,920	1000	бесканальная	2014	ППУ
		19,300	19,300	1000	в ТК	2014	ТТМ-В
от ТК-2 (включительно)	до ТК-3; от ТК-3 до ТК-10; от ТК-3 до ТК-4; от ТК-3 до ТК- 12; от ТК-12 до ТК-16.2; ТК- 12 до ТК-13	4,240	0,530	125	в ТК	2015	ТТМ-В
		0,700	0,114	163	в ТК	2015	ТТМ-В
		4,000	0,800	200	бесканальная	2015	ППУ
		53,660	10,732	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		69,540	17,385	250	канальная	2015	ППУ
		568,500	142,125	250	бесканальная	2015	ППУ
		87,280	21,820	250	в ТК	2015	ТТМ-В
		11,600	2,900	250	футлярная	2015	ППУ
		245,040	73,512	300	канальная	2015	ППУ
		361,140	108,342	300	бесканальная	2015	ППУ
		70,980	21,294	300	в ТК	2015	ТТМ-В
		370,180	129,563	350	канальная	2015	ППУ
		181,340	63,469	350	бесканальная	2015	ППУ
		15,520	5,432	350	в ТК	2015	ТТМ-В
		186,420	74,568	400	канальная	2015	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		677,100	270,840	400	бесканальная	2015	ППУ
		30,580	12,232	400	в ТК	2015	ТТМ-В
		334,640	167,320	500	канальная	2015	ППУ
		548,300	274,150	500	бесканальная	2015	ППУ
		38,460	19,230	500	в ТК	2015	ТТМ-В
		11,260	5,630	500	футлярная	2015	ППУ
		78,260	46,956	600	канальная	2015	ППУ
		741,820	445,092	600	бесканальная	2015	ППУ
		28,180	16,908	600	в ТК	2015	ТТМ-В
		265,680	212,544	800	канальная	2015	ППУ
		800,180	640,144	800	бесканальная	2015	ППУ
		32,000	25,600	800	в ТК	2015	ТТМ-В
		107,100	107,100	1000	канальная	2015	ППУ
		413,100	413,100	1000	бесканальная	2015	ППУ
		19,300	19,300	1000	в ТК	2015	ТТМ-В
от ТК-12	до ТК-18; от ТК-18 до ТК-21.1; от ТК-18 до ТК-19	4,000	0,400	100	бесканальная	2015	ППУ
		6,860	0,686	100	в ТК	2015	ТТМ-В
		12,000	3,000	250	бесканальная	2015	ППУ
		29,450	7,363	250	в ТК	2015	ТТМ-В
		16,100	4,830	300	в ТК	2015	ТТМ-В
		153,420	53,697	350	канальная	2015	ППУ
		561,020	196,357	350	бесканальная	2015	ППУ
		15,370	5,380	350	в ТК	2015	ТТМ-В
		80,040	40,020	500	канальная	2015	ППУ
		532,640	266,320	500	бесканальная	2015	ППУ
		26,510	13,255	500	в ТК	2015	ТТМ-В
		196,320	117,792	600	канальная	2015	ППУ
		391,080	234,648	600	бесканальная	2015	ППУ
		19,230	11,538	600	в ТК	2015	ТТМ-В
		152,400	106,680	700	канальная	2015	ППУ
873,500	611,450	700	бесканальная	2015	ППУ		
21,800	15,260	700	в ТК	2015	ТТМ-В		
от ТК-19	до ТК-27	4,000	0,800	200	бесканальная	2016	ППУ
		5,590	1,118	200	в ТК	2016	ТТМ-В
		24,000	6,000	250	бесканальная	2016	ППУ
		37,470	9,368	250	в ТК	2016	ТТМ-В

Узел начала	Узел конца	L, м в однострубнои исчисления	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		1,720	0,516	300	в ТК	2016	ТТМ-В
		324,820	113,687	350	бесканальная	2016	ППУ
		9,120	3,192	350	в ТК	2016	ТТМ-В
		271,800	108,720	400	бесканальная	2016	ППУ
		8,380	3,352	400	в ТК	2016	ТТМ-В
		243,840	121,920	500	бесканальная	2016	ППУ
		10,340	5,170	500	в ТК	2016	ТТМ-В
		110,060	66,036	600	канальная	2016	ППУ
		288,540	173,124	600	бесканальная	2016	ППУ
		5,960	3,576	600	в ТК	2016	ТТМ-В
от ТК-18	до ТК-29	16,800	4,200	250	в ТК	2016	ТТМ-В
		8,000	2,400	300	бесканальная	2016	ППУ
		19,210	5,763	300	в ТК	2016	ТТМ-В
		2,000	1,200	600	бесканальная	2016	ППУ
		1,300	0,780	600	в ТК	2016	ТТМ-В
		529,860	370,902	700	канальная	2016	ППУ
		946,680	662,676	700	бесканальная	2016	ППУ
		38,900	27,230	700	в ТК	2016	ТТМ-В
от ТК-1 (магистр.) лево	до д.1, д.3 по ул. Шувалова; д.2, д.4 по Воронцовскому бульвару	2,380	0,095	40	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		135,320	6,766	50	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		6,120	0,398	65	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		150,700	18,838	125	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		61,420	9,213	150	канальная	2014	ППУ
		339,580	50,937	150	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		111,260	22,252	200	канальная	2014	ППУ
		236,400	47,280	200	бесканальная	2014	ППУ
		5,700	1,140	200	в ТК	2014	ТТМ-В
		341,420	68,284	200	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		37,600	9,400	250	канальная	2014	ППУ
8,940	2,235	250	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
от ТК-4 (внутрикв.)	до д.14, д.16 по Охтинской аллее	2,600	0,104	40	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,590	0,130	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		0,500	0,033	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		52,280	6,535	125	канальная	2015	ППУ
		1,960	0,245	125	в ТК	2015	ТТМ-В
		68,100	8,513	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		219,980	32,997	150	канальная	2015	ППУ

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		1,700	0,255	150	бесканальная	2015	ППУ
		6,390	0,959	150	в ТК	2015	ТТМ-В
		33,560	5,034	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		11,000	1,650	150	футлярная	2015	ППУ
		230,400	46,080	200	канальная	2015	ППУ
		11,080	2,216	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		0,460	0,115	250	канальная	2015	ППУ
		1,320	0,330	250	в ТК	2015	ТТМ-В
		2,660	0,665	250	футлярная	2015	ППУ
от ТК-5 (магистр.) право	до ТК-4 (внутрикв.)	4,100	0,267	65	в ТК	2015	ТТМ-В
		10,640	1,330	125	в ТК	2015	ТТМ-В
		161,520	32,304	200	канальная	2015	ППУ
		9,120	1,824	200	бесканальная	2015	ППУ
		14,520	2,904	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		21,000	4,200	200	футлярная	2015	ППУ
от ТК-3 (внутрикв.)	ж/д 16, от ТК-4 (внутрикв.) к ж/д 18	76,940	9,618	125	канальная	2015	ППУ
		5,820	0,728	125	бесканальная	2015	ППУ
		1,200	0,150	125	в ТК	2015	ТТМ-В
		19,580	2,448	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		34,000	4,250	125	футлярная	2015	ППУ
от ТК-4 (внутрикв.)	д.11, корп.4 по бул.Менделеева	16,440	1,069	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		113,440	14,180	125	канальная	2016	ППУ
		90,360	11,295	125	бесканальная	2016	ППУ
		0,340	0,043	125	в ТК	2016	ТТМ-В
		80,840	10,105	125	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		66,540	8,318	125	футлярная	2016	ППУ
от ТК-5 (магистр.) лево	до д.14, д.16 по бул. Менделеева	4,480	0,179	40	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		4,420	0,287	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		37,300	2,984	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		50,440	5,044	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		42,000	5,250	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		171,660	25,749	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		71,800	14,360	200	канальная	2015	ППУ
		33,960	6,792	200	бесканальная	2015	ППУ
		5,340	1,068	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		237,180	47,436	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
20,980	5,245	250	канальная	2015	ППУ		

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		15,600	3,900	250	бесканальная	2015	ППУ
		9,580	2,395	250	в ТК	2015	ТТМ-В
		22,120	5,530	250	футлярная	2015	ППУ
от стены д.14 по бул.Менделеева	до д.10, д.12 бул. Менделеева	4,380	0,219	50	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		189,680	12,329	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,340	0,234	100	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		41,460	5,183	125	канальная	2016	ППУ
		0,880	0,110	125	бесканальная	2016	ППУ
		2,900	0,363	125	в ТК	2016	ТТМ-В
		22,980	2,873	125	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		4,120	0,618	150	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		89,200	17,840	200	канальная	2016	ППУ
		15,640	3,128	200	бесканальная	2016	ППУ
		10,580	2,116	200	в ТК	2016	ТТМ-В
		63,480	12,696	200	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		от ТК-5.1 (магистр.) право	до д.5, корп.1; д.7, корп.1,2; д.9, корп.1,2 по бул.Менделеева	136,400	8,866	65	подвальная
46,980	3,758			80	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
26,560	2,656			100	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
155,700	19,463			125	канальная	2014	ППУ
6,300	0,788			125	в ТК	2014	ТТМ-В
100,220	12,528			125	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
1,960	0,245			125	футлярная	2014	ППУ
264,620	39,693			150	канальная	2014	ППУ
92,740	13,911			150	бесканальная	2014	ППУ
3,860	0,579			150	в ТК	2014	ТТМ-В
22,060	3,309			150	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
34,400	5,160			150	футлярная	2014	ППУ
16,080	3,216			200	канальная	2014	ППУ
5,340	1,068			200	бесканальная	2014	ППУ
12,720	2,544			200	в ТК	2014	ТТМ-В
117,440	23,488			200	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
115,120	28,780			250	канальная	2014	ППУ
12,580	3,145			250	бесканальная	2014	ППУ
11,920	2,980			250	в ТК	2014	ТТМ-В
192,100	48,025			250	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-2а (внутрикв.)	до д.9, корп.3 по бул Менделеева (школа)	91,400	11,425	125	канальная	2014	ППУ
		50,480	6,310	125	бесканальная	2014	ППУ

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		79,220	9,903	125	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,920	3,740	125	футлярная	2014	ППУ
от ТК-6.1 (магистр.) право	до д.5, д.5, корп.1 по пр. Авиаторов Балтики	0,440	0,018	40	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		25,760	1,674	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		1,870	0,187	100	в ТК	2015	ТТМ-В
		2,110	0,211	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		0,780	0,098	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		147,940	22,191	150	канальная	2015	ППУ
		0,240	0,036	150	бесканальная	2015	ППУ
		2,380	0,357	150	в ТК	2015	ТТМ-В
		4,860	0,729	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		41,980	6,297	150	футлярная	2015	ППУ
		50,380	10,076	200	бесканальная	2015	ППУ
		6,220	1,244	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		31,400	6,280	200	футлярная	2015	ППУ
		от ТК-9 (магистр.) право	до д.1 корп.1, д.3 по пр. Авиаторов Балтики	24,900	3,735	150	канальная
31,120	4,668			150	бесканальная	2014	ППУ
13,530	2,030			150	в ТК	2014	ТТМ-В
9,330	1,400			150	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
18,380	3,676			200	канальная	2014	ППУ
7,390	1,478			200	в ТК	2014	ТТМ-В
96,400	24,100			250	канальная	2014	ППУ
56,260	14,065			250	бесканальная	2014	ППУ
6,330	1,583			250	в ТК	2014	ТТМ-В
т/сеть от ТК-9 (магистр.) право	до д.3 по бул.Менделеева	96,040	24,010	250	футлярная	2014	ППУ
		216,500	14,073	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,540	4,281	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		59,220	11,844	200	канальная	2015	ППУ
		109,380	21,876	200	бесканальная	2015	ППУ
		6,140	1,228	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-10 (магистр.) право	до д.2, д.4, д.6, д.8 по Охтинской аллее	51,200	10,240	200	футлярная	2015	ППУ
		16,360	0,524	32	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		7,020	0,281	40	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		36,640	1,832	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		3,160	0,205	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		94,930	7,594	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		5,160	0,516	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой

Узел начала	Узел конца	Л, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		16,820	2,103	125	канальная	2015	ППУ
		6,090	0,761	125	в ТК	2015	ТТМ-В
		87,840	10,980	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		75,440	11,316	150	канальная	2015	ППУ
		83,680	12,552	150	бесканальная	2015	ППУ
		11,980	1,797	150	в ТК	2015	ТТМ-В
		106,740	16,011	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		23,760	3,564	150	футлярная	2015	ППУ
		138,400	22,559	163	канальная	2015	ППУ
		71,300	11,622	163	бесканальная	2015	ППУ
		1,080	0,176	163	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		27,740	5,548	200	канальная	2015	ППУ
		48,980	9,796	200	бесканальная	2015	ППУ
		14,670	2,934	200	в ТК	2015	ТТМ-В
		14,960	2,992	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,220	5,844	200	футлярная	2015	ППУ
		206,540	51,635	250	канальная	2015	ППУ
		86,740	21,685	250	бесканальная	2015	ППУ
		10,640	2,660	250	в ТК	2015	ТТМ-В
		58,140	14,535	250	футлярная	2015	ППУ
		206,680	62,004	300	канальная	2015	ППУ
		88,360	26,508	300	бесканальная	2015	ППУ
		16,810	5,043	300	в ТК	2015	ТТМ-В
34,440	10,332	300	футлярная	2015	ППУ		
от ТК-5 (внутрикв.)	до д.8, д.10, д.10 корп.1, д.12 по Охтинской аллее	21,440	0,858	40	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		19,320	1,256	65	бесканальная	2016	ППУ
		3,900	0,254	65	в ТК	2016	ТТМ-В
		64,660	4,203	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,900	2,312	80	канальная	2016	ППУ
		10,740	0,859	80	бесканальная	2016	ППУ
		9,780	0,782	80	в ТК	2016	ТТМ-В
		19,580	1,566	80	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		104,620	15,693	150	канальная	2016	ППУ
		63,680	9,552	150	бесканальная	2016	ППУ
		13,140	1,971	150	в ТК	2016	ТТМ-В
		18,480	2,772	150	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		65,780	9,867	150	футлярная	2016	ППУ

Узел начала	Узел конца	L, м однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		176,700	35,340	200	канальная	2016	ППУ
		117,780	23,556	200	бесканальная	2016	ППУ
		20,100	4,020	200	в ТК	2016	ТТМ-В
		64,280	12,856	200	футлярная	2016	ППУ
от ТК-4.1 (магистр.) лево	до д.5 по ул. Шувалова; д.13 по бул. Менделеева	26,360	1,318	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		3,940	0,315	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		118,660	11,866	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		19,280	2,410	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		65,960	9,894	150	канальная	2015	ППУ
		27,980	4,197	150	бесканальная	2015	ППУ
		6,500	0,975	150	в ТК	2015	ТТМ-В
		206,100	30,915	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		23,960	4,792	200	канальная	2015	ППУ
		22,980	4,596	200	бесканальная	2015	ППУ
		8,500	1,700	200	в ТК	2015	ТТМ-В
от ТК-4 (магистр.) лево	до д.6 по Воронцовскому бул.	4,100	0,164	40	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		7,440	0,484	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		90,660	11,333	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		113,460	17,019	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		72,280	14,456	200	канальная	2015	ППУ
		3,600	0,720	200	бесканальная	2015	ППУ
		69,880	13,976	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-4.1 (магистр.) право	до д.7 по ул.Шувалова; д.20 по бул. Менделеева	20,300	0,650	32	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		38,000	2,470	65	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		146,940	14,694	100	канальная	2015	ППУ
		86,200	8,620	100	бесканальная	2015	ППУ
		1,720	0,172	100	в ТК	2015	ТТМ-В
		5,280	0,528	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		20,080	2,008	100	футлярная	2015	ППУ
		19,520	2,440	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,400	4,260	150	канальная	2015	ППУ
		4,900	0,735	150	в ТК	2015	ТТМ-В
		145,380	21,807	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-4 (магистр.) право	до д.22 по бул. Менделеева; д.8 по Воронцовскому бул.	29,780	1,489	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		99,180	9,918	100	канальная	2015	ППУ

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		5,700	0,570	100	в ТК	2015	ТТМ-В
		43,320	4,332	100	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		13,340	1,668	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		22,140	3,321	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		70,740	14,148	200	канальная	2015	ППУ
		169,820	33,964	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-11, ТК-13.1, ТК-13 (магистр.) лево	до границ земельного уч-ка 26.	3,240	0,486	150	бесканальная	2016	ППУ
		16,060	2,409	150	футлярная	2016	ППУ
		171,680	42,920	250	канальная	2016	ППУ
		3,500	1,050	300	бесканальная	2016	ППУ
от ТК-13.1 (право)	до д.12 корп.1 по Петровскому бульвару, д.13/10 по ул.Шувалова (участок 38)	18,990	0,950	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		10,440	1,044	100	в ТК	2017	ТТМ-В
		0,940	0,094	100	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		52,320	6,540	125	канальная	2017	ППУ
		127,700	15,963	125	бесканальная	2017	ППУ
		9,900	1,238	125	в ТК	2017	ТТМ-В
		15,340	1,918	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		126,340	25,268	200	канальная	2017	ППУ
		42,480	8,496	200	бесканальная	2017	ППУ
		4,280	0,856	200	в ТК	2017	ТТМ-В
		27,940	6,985	250	канальная	2017	ППУ
		88,660	22,165	250	бесканальная	2017	ППУ
25,920	6,480	250	футлярная	2017	ППУ		
от УТ-3'	до д.12 корп.2, д.12 корп.2 по Петровскому бульвару, д.15, 17 по ул.Шувалова (участок 38)	42,860	2,143	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		107,960	13,495	125	канальная	2017	ППУ
		41,020	5,128	125	бесканальная	2017	ППУ
		10,300	1,288	125	в ТК	2017	ТТМ-В
		128,590	16,074	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		130,060	19,509	150	канальная	2017	ППУ
		12,660	1,899	150	бесканальная	2017	ППУ
		8,740	1,311	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		143,060	21,459	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
5,080	1,016	200	в ТК	2017	ТТМ-В		
от ТК-22 (лево)	до корпусов 1,2,3,4 (участок 53)	19,420	0,621	32	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		49,150	1,966	40	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		25,460	1,273	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		8,000	0,400	50	футлярная	2017	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		61,230	3,980	65	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		72,520	7,252	100	канальная	2017	ППУ
		9,360	0,936	100	бесканальная	2017	ППУ
		9,260	0,926	100	в ТК	2017	ТТМ-В
		38,900	3,890	100	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		89,270	11,159	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		104,080	15,612	150	канальная	2017	ППУ
		64,660	9,699	150	бесканальная	2017	ППУ
		6,720	1,008	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		260,310	39,047	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		39,480	7,896	200	канальная	2017	ППУ
		86,460	17,292	200	бесканальная	2017	ППУ
		6,020	1,204	200	в ТК	2017	ТТМ-В
		46,200	11,550	250	канальная	2017	ППУ
		14,600	3,650	250	бесканальная	2017	ППУ
7,580	1,895	250	в ТК	2017	ТТМ-В		
от УТ-2 (внутриквартальная)	до корпусов 17,19 (участок 5)	7,520	0,376	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,000	0,200	100	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		175,310	21,914	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		8,540	1,281	150	бесканальная	2017	ППУ
		1,400	0,210	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		1,380	0,207	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		125,000	25,000	200	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-13 (магистральная)	до корпусов 1,2,3,4,5 (участок 37)	6,420	0,321	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		7,660	0,613	80	бесканальная	2017	ППУ
		10,680	0,854	80	в ТК	2017	ТТМ-В
		59,440	4,755	80	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		9,900	0,792	80	футлярная	2017	ППУ
		52,040	6,505	125	канальная	2017	ППУ
		5,340	0,668	125	бесканальная	2017	ППУ
		11,680	1,460	125	в ТК	2017	ТТМ-В
		314,380	39,298	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		4,980	0,623	125	футлярная	2017	ППУ
		11,740	1,761	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		116,620	23,324	200	канальная	2017	ППУ
9,200	1,840	200	в ТК	2017	ТТМ-В		
9,560	1,912	200	футлярная	2017	ППУ		

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		150,440	37,610	250	канальная	2017	ППУ
		5,820	1,455	250	в ТК	2017	ТТМ-В
		13,800	3,450	250	футлярная	2017	ППУ
		374,640	112,392	300	канальная	2017	ППУ
		61,760	18,528	300	бесканальная	2017	ППУ
		10,700	3,210	300	в ТК	2017	ТТМ-В
		86,840	26,052	300	футлярная	2017	ППУ
от ТК-5.1	до д.4, д.6, д.8 по бульвару Менделеева (участок 30)	19,880	0,636	32	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		93,740	4,687	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		171,040	11,118	65	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		14,400	1,800	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		76,380	11,457	150	канальная	2017	ППУ
		25,880	3,882	150	бесканальная	2017	ППУ
		3,140	0,471	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		206,020	30,903	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		22,400	3,360	150	футлярная	2017	ППУ
		7,740	1,548	200	бесканальная	2017	ППУ
		5,240	1,048	200	в ТК	2017	ТТМ-В
		60,540	12,108	200	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		9,060	2,265	250	канальная	2017	ППУ
		16,520	4,130	250	бесканальная	2017	ППУ
		5,460	1,365	250	в ТК	2017	ТТМ-В
24,020	6,005	250	футлярная	2017	ППУ		
от ТК-23 (магистр.)	до д.27/7 по ул.Шувалова (участок 56)	38,610	1,544	40	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		46,980	2,349	50	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		4,000	0,200	50	футлярная	2018	ППУ
		17,120	1,113	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		39,500	5,925	150	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		196,280	39,256	200	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		40,020	10,005	250	канальная	2018	ППУ
		11,160	2,790	250	бесканальная	2018	ППУ
		0,800	0,200	250	в ТК	2018	ТТМ-В
9,980	2,495	250	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
от ТК-1	до ИТП д.2 по ул.Шувалова, от УТ-1 до ИТП д.4 по ул.Шувалова, от ТК-2 до ИТП д.4, корп.1 по	51,680	3,359	65	канальная	2014	ППУ
		3,980	0,259	65	бесканальная	2014	ППУ
		2,000	0,130	65	в ТК	2014	ТТМ-В
		3,360	0,218	65	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
ул.Шувалова, от УТ-3 до ИТП д.4, корп.2 по ул. Шувалова		51,400	5,140	100	канальная	2014	ППУ
		30,700	3,070	100	бесканальная	2014	ППУ
		5,000	0,500	100	в ТК	2014	ТТМ-В
		5,200	0,520	100	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,020	2,802	100	футлярная	2014	ППУ
		44,580	5,573	125	канальная	2014	ППУ
		3,000	0,375	125	в ТК	2014	ТТМ-В
		5,160	0,645	125	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		40,220	5,028	125	футлярная	2014	ППУ
		10,740	1,611	150	бесканальная	2014	ППУ
		8,160	1,224	150	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		63,980	9,597	150	футлярная	2014	ППУ
		27,980	6,995	250	канальная	2014	ППУ
		421,820	105,455	250	бесканальная	2014	ППУ
		11,260	2,815	250	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		45,080	13,524	300	бесканальная	2014	ППУ
		4,960	1,488	300	подвальная	2014	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
64,640	19,392	300	футлярная	2014	ППУ		
от ТК-36 (магистр.)	до д.18 по Воронцовскому буль., д.12 корп.1, корп.2 по Графской ул. (участок 51)	15,880	0,794	50	канальная	2017	ППУ
		17,740	0,887	50	бесканальная	2017	ППУ
		2,720	0,136	50	в ТК	2017	ТТМ-В
		8,960	0,448	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		53,760	2,688	50	футлярная	2017	ППУ
		2,260	0,181	80	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		12,740	1,274	100	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		108,160	13,520	125	канальная	2017	ППУ
		313,640	39,205	125	бесканальная	2017	ППУ
		9,830	1,229	125	в ТК	2017	ТТМ-В
		15,450	1,931	125	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,960	5,992	200	канальная	2017	ППУ
		124,340	24,868	200	бесканальная	2017	ППУ
		10,000	2,000	200	в ТК	2017	ТТМ-В
		57,540	11,508	200	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		52,780	10,556	200	футлярная	2017	ППУ
		85,840	21,460	250	канальная	2017	ППУ
22,760	5,690	250	бесканальная	2017	ППУ		
3,060	0,765	250	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		

Узел начала	Узел конца	L, м однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции		
		53,060	13,265	250	футлярная	2017	ППУ		
от врезки в д.16 по бул.Менделеева	до д.12, корп.2 по бул. Менделеева (28 участок)	13,780	1,102	80	канальная	2017	ППУ		
		28,500	2,280	80	бесканальная	2017	ППУ		
		45,080	3,606	80	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		25,000	2,000	80	футлярная	2017	ППУ		
		14,360	0,718	50	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
от ТК-3 (внутрикварт.), ТК-4 (внутрикварт.)	Воронцовский бул., д.14 корп.1,2,3,4,5 (39 участок)	5,440	0,354	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		379,600	37,960	100	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		0,400	0,050	125	в ТК	2018	ТТМ-В		
		66,680	8,335	125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		136,880	20,532	150	канальная	2018	ППУ		
		30,040	4,506	150	бесканальная	2018	ППУ		
		1,000	0,150	150	в ТК	2018	ТТМ-В		
		260,160	39,024	150	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		54,780	8,217	150	футлярная	2018	ППУ		
		40,400	8,080	200	канальная	2018	ППУ		
		10,220	2,044	200	бесканальная	2018	ППУ		
		0,700	0,140	200	в ТК	2018	ТТМ-В		
		16,460	3,292	200	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
		59,240	11,848	200	футлярная	2018	ППУ		
		от ТК-17 (магистр.)	до д.9,11 по Графской ул.; д.21, д.19 корп.1, 19 корп.2 по ул.Шувалова (42 участок)	24,600	0,984	40	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
				102,200	6,643	65	канальная	2018	ППУ
0,860	0,056			65	в ТК	2018	ТТМ-В		
14,160	0,920			65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
5,360	0,348			65	футлярная	2018	ППУ		
132,820	13,282			100	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
37,380	3,738			100	футлярная	2018	ППУ		
35,680	4,460			125	канальная	2018	ППУ		
9,180	1,148			125	бесканальная	2018	ППУ		
5,160	0,645			125	в ТК	2018	ТТМ-В		
150,020	18,753			125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
21,820	2,728			125	футлярная	2018	ППУ		
254,860	38,229			150	канальная	2018	ППУ		
110,040	16,506			150	бесканальная	2018	ППУ		
10,720	1,608			150	в ТК	2018	ТТМ-В		
183,040	27,456			150	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
53,560	8,034	150	футлярная	2018	ППУ				

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		39,760	7,952	200	канальная	2018	ППУ
		1,360	0,272	200	в ТК	2018	ТТМ-В
		158,320	31,664	200	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,220	7,055	250	канальная	2018	ППУ
		3,400	0,850	250	бесканальная	2018	ППУ
		7,280	1,820	250	в ТК	2018	ТТМ-В
		14,040	3,510	250	футлярная	2018	ППУ
от ТК-28 (магистр.)	до корпусам 1,2,3 (54 участок)	45,060	1,802	40	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		39,960	2,597	65	канальная	2018	ППУ
		249,960	16,247	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		39,140	3,131	80	канальная	2018	ППУ
		74,800	5,984	80	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		6,220	0,778	125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		146,080	21,912	150	канальная	2018	ППУ
		93,980	14,097	150	бесканальная	2018	ППУ
		10,500	1,575	150	в ТК	2018	ТТМ-В
		28,580	4,287	150	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		245,680	49,136	200	канальная	2018	ППУ
		139,080	27,816	200	бесканальная	2018	ППУ
		10,660	2,132	200	в ТК	2018	ТТМ-В
		43,400	8,680	200	футлярная	2018	ППУ
от ТК-27 (магистр.)	до корпусу 1,2 (55 участок)	3,800	0,152	40	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		36,760	1,838	50	канальная	2019	ППУ
		3,110	0,156	50	в ТК	2019	ТТМ-В
		26,200	1,310	50	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		26,040	1,693	65	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		462,440	69,366	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		117,760	23,552	200	канальная	2019	ППУ
		5,720	1,144	200	в ТК	2019	ТТМ-В
		185,960	37,192	200	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		20,300	4,060	200	футлярная	2019	ППУ
		90,980	22,745	250	канальная	2019	ППУ
		3,020	0,755	250	бесканальная	2019	ППУ
13,080	3,270	250	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой		
43,960	10,990	250	футлярная	2019	ППУ		
5 участок по подвалу корпуса №18 до ИТП	5 участок по подвалу корпуса №18 до ИТП	1,100	0,055	50	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		15,600	1,014	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		3,400	0,340	100	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,240	3,530	125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
5 участок по подвалу корпуса №16 до ИТП	5 участок по подвалу корпуса №16 до ИТП	2,100	0,105	50	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,000	0,130	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		35,320	2,826	80	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		32,680	4,085	125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		127,080	19,062	150	канальная	2019	ППУ
от ТК-1 (внутрикв.)	до ИТП школы (41 участок)	139,620	20,943	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		34,940	5,241	150	футлярная	2019	ППУ
		1,680	0,109	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от магистральной ТК-6.1	в сторону д.7 и д. 7 корп. 1 по пр. Авиаторов Балтики до ИТП-1,2,3, до границы работ на расстоянии 1,0 м. трассы от наружной стены д. 9, корп. 1 по Авиаторов Балтики (уч.16, 31)	0,680	0,068	100	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		1,680	0,210	125	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		30,460	4,569	150	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		42,000	8,400	200	канальная	2016	ППУ
		134,480	26,896	200	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		9,600	1,920	200	футлярная	2016	ППУ
		98,540	24,635	250	канальная	2016	ППУ
		372,080	93,020	250	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-4 (сущ.)	до кафе	45,180	2,937	65	канальная	2017	ППУ
		17,460	1,135	65	бесканальная	2017	ППУ
		0,460	0,030	65	в ТК	2017	ТТМ-В
		6,220	0,404	65	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от вторых фланцев задвижек в подвале корпуса 8а, квартал 8, участок 19	до ИТП-1,2,3 корпуса 10 (уч.22)	11,060	0,277	25	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,400	2,352	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		89,660	13,449	150	канальная	2015	ППУ
		30,400	4,560	150	бесканальная	2015	ППУ
		243,700	36,555	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от наружных границ ТК- 11	до ИТП-1,2,3 корпуса 11 (уч.24)	30,460	0,762	25	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		38,640	3,091	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,160	4,374	150	канальная	2015	ППУ
		64,740	9,711	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от магистральной ТК-13	до ИТП-1,2,3 корпуса 15 (секции 1-5) и ИТП-1,2,3 корпуса 12 (кв.8, уч.26)	41,580	2,079	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		25,460	3,183	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		223,560	33,534	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		175,580	35,116	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		16,800	4,200	250	канальная	2015	ППУ
		62,100	15,525	250	бесканальная	2015	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л, м однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		265,720	66,430	250	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от магистральной ТК-13.1	до ИТП-1,2,3 корпуса 13 и ИТП-1,2 корпуса 14 (кв.8, уч.26)	108,580	5,429	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		7,740	0,619	80	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		16,960	2,120	125	бесканальная	2015	ППУ
		44,700	5,588	125	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		23,360	2,920	125	футлярная	2015	ППУ
		192,740	28,911	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		57,560	11,512	200	канальная	2015	ППУ
		189,580	37,916	200	бесканальная	2015	ППУ
		89,040	17,808	200	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		160,960	32,192	200	футлярная	2015	ППУ
		16,800	4,200	250	канальная	2015	ППУ
		51,400	12,850	250	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-7 (внутрикв.) на расстоянии 11 м от наружной стены	до ИТП-1,2 в д.10, корп.1 по Охтинской ал. (уч.11)	40,000	2,000	50	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		141,000	21,150	150	канальная	2015	ППУ
		47,000	7,050	150	подвальная	2015	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
от ТК-4	до ИТП-1,2 в д.3, корп.1 по пр.Авиаторов Балтики (уч.13)	22,500	1,125	50	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		74,000	11,100	150	канальная	2017	ППУ
		43,000	6,450	150	бесканальная	2017	ППУ
		5,000	0,750	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		24,000	3,600	150	футлярная	2017	ППУ
от ТК-19 (магистр.)	до жилых домов 40.1; 40.2; 40.3 (участок 40)	1,420	0,045	32	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,480	0,124	50	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		339,440	22,064	65	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		28,480	1,851	65	футлярная	2019	ППУ
		2,260	0,181	80	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,400	0,300	125	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		100,220	15,033	150	канальная	2019	ППУ
		29,060	4,359	150	бесканальная	2019	ППУ
		10,300	1,545	150	в ТК	2019	ТТМ-В
		80,240	12,036	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		47,640	7,146	150	футлярная	2019	ППУ
		40,640	8,128	200	канальная	2019	ППУ
		13,720	2,744	200	бесканальная	2019	ППУ
		6,120	1,224	200	в ТК	2019	ТТМ-В
		23,860	4,772	200	футлярная	2019	ППУ
32,180	8,045	250	канальная	2019	ППУ		

Узел начала	Узел конца	Л, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		5,320	1,330	250	в ТК	2019	ТТМ-В
		4,160	1,040	250	футлярная	2019	ППУ
от ТК-17 (магистр.)	до д.22, корп.1,2,3 по ул. Шувалова (уч.44)	14,560	0,582	40	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		22,360	1,118	50	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		51,640	3,357	65	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		81,020	8,102	100	канальная	2019	ППУ
		39,820	3,982	100	бесканальная	2019	ППУ
		3,940	0,394	100	в ТК	2019	ТТМ-В
		5,420	0,542	100	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		62,500	6,250	100	футлярная	2019	ППУ
		35,600	4,450	125	канальная	2019	ППУ
		3,920	0,490	125	в ТК	2019	ТТМ-В
		72,500	9,063	125	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		12,060	1,809	150	бесканальная	2019	ППУ
		5,400	0,810	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		21,300	3,195	150	футлярная	2019	ППУ
		377,180	75,436	200	канальная	2019	ППУ
		16,820	3,364	200	бесканальная	2019	ППУ
		12,800	2,560	200	в ТК	2019	ТТМ-В
		85,520	17,104	200	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		81,940	16,388	200	футлярная	2019	ППУ
От ТК-16.2 (магистр.) (от границы работ)	до пр.Авиаторов Балтики, д.13	15,960	1,037	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		25,560	2,556	100	канальная	2016	ППУ
		14,360	1,436	100	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		18,640	1,864	100	футлярная	2016	ППУ
		26,920	4,038	150	канальная	2016	ППУ
		22,460	3,369	150	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		15,040	2,256	150	футлярная	2016	ППУ
		210,040	52,510	250	канальная	2016	ППУ
		24,540	6,135	250	в ТК	2016	ТТМ-В
		7,000	1,750	250	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		94,800	28,440	300	канальная	2016	ППУ
		85,580	25,674	300	в ТК	2016	ТТМ-В
		4,600	1,380	300	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
28,860	8,658	300	футлярная	2016	ППУ		
От ТК-2	до пр.Авиаторов Балтики, д.15	14,880	0,967	65	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,120	4,368	150	канальная	2016	ППУ

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		3,000	0,450	150	в ТК	2016	ТТМ-В
		6,660	0,999	150	подвальная	2016	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		18,660	2,799	150	футлярная	2016	ППУ
		27,680	5,536	200	канальная	2016	ППУ
		6,440	1,288	200	бесканальная	2016	ППУ
		0,400	0,080	200	в ТК	2016	ТТМ-В
		15,520	3,104	200	футлярная	2016	ППУ
		110,320	27,580	250	канальная	2016	ППУ
		123,160	30,790	250	бесканальная	2016	ППУ
		10,000	2,500	250	в ТК	2016	ТТМ-В
От ТК-3	до пр.Авиаторов Балтики, д.17	16,200	1,053	65	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		21,000	3,150	150	канальная	2017	ППУ
		12,000	1,800	150	в ТК	2017	ТТМ-В
		7,240	1,086	150	подвальная	2017	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		15,060	2,259	150	футлярная	2017	ППУ
		89,300	17,860	200	канальная	2017	ППУ
		155,760	31,152	200	бесканальная	2017	ППУ
		10,000	2,000	200	в ТК	2017	ТТМ-В
От ТК-4	до пр.Авиаторов Балтики, д.19	31,280	2,033	65	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		1,140	0,143	125	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		47,080	7,062	150	канальная	2018	ППУ
		50,300	7,545	150	бесканальная	2018	ППУ
		1,140	0,171	150	в ТК	2018	ТТМ-В
		1,680	0,252	150	подвальная	2018	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		74,320	11,148	150	футлярная	2018	ППУ
От границы работ до ТК-1	от ТК-1 до границы работ в ИТП 5.1, 5.2 в д.14 по Екатерининской ул., ИТП 4.2. в д.12 по Екатерининской ул., ИТП 1.1, 1.2. в д.10, к.1 по Екатерининской ул. от ТК-1 до ТК-2, от ТК-2 до границы работ в ИТП 2.1, 2.2. в д.10, к.2 по Екатерининской ул. ИТП 4.1. в д.12 по Екатерининской ул. от ТК-2 до ТК-3,	21,260	0,850	40	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		13,620	0,681	50	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		119,100	7,742	65	канальная	2019	ППУ
		4,380	0,285	65	в ТК	2019	ТТМ-В
		46,880	3,047	65	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		19,680	1,574	80	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		11,980	1,198	100	канальная	2019	ППУ
		9,380	0,938	100	бесканальная	2019	ППУ
		7,580	0,758	100	в ТК	2019	ТТМ-В
		134,900	13,490	100	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		16,640	1,664	100	футлярная	2019	ППУ
40,080	5,010	125	канальная	2019	ППУ		

Узел начала	Узел конца	L, м однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
от ТК-3 до границы работ в ИТП 3.1, 3.2. в д.10, к.3 по Екатерининской ул. ИТП 4.3 в д.12 по Екатерининской ул. (участок 48)		7,300	0,913	125	в ТК	2019	ТТМ-В
		29,380	3,673	125	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		26,000	3,250	125	футлярная	2019	ППУ
		522,580	78,387	150	канальная	2019	ППУ
		13,140	1,971	150	в ТК	2019	ТТМ-В
		71,780	10,767	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		4,960	0,744	150	футлярная	2019	ППУ
		138,520	27,704	200	канальная	2019	ППУ
		4,000	0,800	200	бесканальная	2019	ППУ
		9,420	1,884	200	в ТК	2019	ТТМ-В
		40,580	8,116	200	футлярная	2019	ППУ
		5,200	1,300	250	канальная	2019	ППУ
		8,880	2,220	250	в ТК	2019	ТТМ-В
От ТК-29	до ИТП корп. 1, корп. 2, гаража, ДОУ (участок 3)	4,660	0,186	40	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		6,540	0,327	50	канальная	2021	ППУ
		10,260	0,513	50	в ТК	2021	ТТМ-В
		14,360	0,718	50	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		8,560	0,428	50	футлярная	2021	ППУ
		54,060	3,514	65	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		65,600	5,248	80	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		2,980	0,298	100	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		126,220	15,778	125	канальная	2021	ППУ
		6,500	0,813	125	в ТК	2021	ТТМ-В
		13,640	1,705	125	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		7,500	0,938	125	футлярная	2021	ППУ
		226,000	33,900	150	канальная	2021	ППУ
		13,280	1,992	150	в ТК	2021	ТТМ-В
		75,460	11,319	150	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		11,800	1,770	150	футлярная	2021	ППУ
		102,120	25,530	250	канальная	2021	ППУ
		8,780	2,195	250	в ТК	2021	ТТМ-В
5,200	1,300	250	футлярная	2021	ППУ		
От ТК-2 (внутриквартальная) до школы (участок 52)		49,020	7,353	150	канальная	2021	ППУ
		2,280	0,342	150	в ТК	2021	ТТМ-В
		5,220	0,783	150	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
т/сети (участок 43)		5,500	0,220	40	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		52,660	2,633	50	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой

Узел начала	Узел конца	L, м однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
		16,040	1,043	65	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		126,480	10,118	80	канальная	2021	ППУ
		2,440	0,195	80	в ТК	2021	ТТМ-В
		51,980	4,158	80	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		20,720	2,072	100	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		138,860	17,358	125	канальная	2021	ППУ
		3,700	0,463	125	в ТК	2021	ТТМ-В
		155,860	19,483	125	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		536,800	80,520	150	канальная	2021	ППУ
		11,420	1,713	150	в ТК	2021	ТТМ-В
		264,960	39,744	150	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		104,160	20,832	200	канальная	2021	ППУ
		7,540	1,508	200	в ТК	2021	ТТМ-В
		654,600	130,920	200	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		35,740	8,935	250	канальная	2021	ППУ
		1,660	0,415	250	бесканальная	2021	ППУ
		4,780	1,195	250	в ТК	2021	ТТМ-В
		11,720	2,930	250	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		15,800	3,950	250	футлярная	2021	ППУ
		0,600	0,300	500	в ТК	2021	ТТМ-В
		167,960	6,718	40	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		92,800	4,640	50	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		136,020	8,841	65	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		32,380	3,238	100	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		150,480	18,810	125	канальная	2021	ППУ
		5,720	0,715	125	в ТК	2021	ТТМ-В
		360,600	45,075	125	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		14,020	1,753	125	футлярная	2021	ППУ
		101,180	15,177	150	канальная	2021	ППУ
		2,480	0,372	150	бесканальная	2021	ППУ
		6,520	0,978	150	в ТК	2021	ТТМ-В
		42,000	6,300	150	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		23,980	3,597	150	футлярная	2021	ППУ
		132,540	26,508	200	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		162,060	40,515	250	канальная	2021	ППУ
		6,520	1,630	250	в ТК	2021	ТТМ-В
		121,460	30,365	250	подвальная	2021	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
	т/сети (участок 117)						

Узел начала	Узел конца	L, м в однотрубном исчислении	Материальная характеристика, м2	Ду, мм	Способ прокладки	Год постройки	Тип изоляции
от ТК-16 до ИТП в д.2 к.1, д.2 к.2, д.2 к.3 по бул. Петровскому, д.8 к.1, д.8 к.2 по Екатерининской ул.		69,660	3,483	50	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		103,600	6,734	65	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		16,600	1,660	100	канальная	2019	ППУ
		3,000	0,300	100	в ТК	2019	ТТМ-В
		18,800	1,880	100	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		12,000	1,200	100	футлярная	2019	ППУ
		48,800	6,100	125	канальная	2019	ППУ
		494,120	61,765	125	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		29,000	3,625	125	футлярная	2019	ППУ
		162,740	24,411	150	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		241,600	48,320	200	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		198,600	49,650	250	канальная	2019	ППУ
		6,000	1,500	250	в ТК	2019	ТТМ-В
		229,840	57,460	250	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
		39,800	9,950	250	футлярная	2019	ППУ
		38,200	11,460	300	подвальная	2019	мин.вата кашированная алюминиевой фольгой
	29,200	8,760	300	футлярная	2019	ППУ	
Итого		53329,400	15418,338				

Таблица 40. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго, находящиеся в эксплуатации ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заложения до оси трубопроводов на участке Н, м	Назначение тепловой сети (отопление/ ГВС)	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезки, °С	График работы тепловой сети (отоп. период/ весь год)
Участок тепловой сети от ТК-15 сущ. до ИТП 1, 2, 3, 4 блока "А"											
От ТК-15 сущ до ТК-1	30,6	30,6	273	273	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	13,6	13,6	273	273	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	30,27	30,27	273	273	ППУ	В футляре	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ТК-1	3,3	3,3	273	273	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	2,66	2,66	108	108	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ТК-1 до ТК-2	16,4	16,4	273	273	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	95,39	95,39	273	273	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	48,15	48,15	273	273	ППУ	В футляре	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ТК-2	2,73	2,73	273	273	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,57	0,57	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	2,88	2,88	108	108	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ТК-2 до ТК-3	2,84	2,84	219	219	ППУ	В футляре	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	12,29	12,39	219	219	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ТК-3	1,79	1,79	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	2,51	2,51	89	89	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ТК-3 до ИТП-4	4,95	4,95	89	89	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-4	1,02	1,02	89	89	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,83	0,83	32	32	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ТК-2 до ИТП-2	3,73	3,73	108	108	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-2	1,85	1,85	108	108	Минеральная	Подвальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УВВ-1 до ИТП-3	3,68	3,68	38	38	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	3,11	3,11	38	38	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-3	10,66	10,66	38	38	Минеральная	Подвальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ТК-1 до ИТП-1	9,63	9,63	108	108	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заложения до оси трубопроводов на участке Н, м	Назначение тепловой сети (отопление/ ГВС)	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезы, °С	График работы тепловой сети (отоп. период/ весь год)
ИТП-1	2,04	2,04	108	108	Минеральная	Подвальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
Всего	307,74	307,74									
Участок тепловой сети от УТ-3 до ИТП 2, 3, 4 блока "Б"											
УТ-3	1,51	1,51	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-1	3,14	3,14	89	89	Минеральная	Подвальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-3 до УВВ-2	38,12	38,12	219	219	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	6,07	6,07	219	219	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УВВ-2 до УТ-4	8,04	8,04	219	219	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	16,02	16,02	219	219	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
УТ-4	1,66	1,66	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	1,875	1,875	108	108	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-4 до ИТП 2, 4	3,64	3,64	108	108	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-2, 4	3,88	5,24	108	108	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,89	0,89	38	38	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УВВ-2 до ИТП-3	1,72	1,72	38	38	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-3	2,12	2,12	38	38	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
Всего	92,44	93,80									
Участок тепловой сети от УТ-4 до ИТП 1, 2, 3 блока "В"											
УТ-4	1,64	1,64	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-4 до УТ-5	56,92	56,92	219	219	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	17,79	17,79	219	219	ППУ	В футляре	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	9,62	9,62	219	219	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
УТ-5	1,65	1,65	219	219	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,45	0,45	133	133	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	1,76	1,76	133	133	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-5 до УТ-6	60,03	60,03	133	133	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	2,15	2,15	133	133	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,2	0,2	219	219	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заложения до оси трубопроводов на участке Н, м	Назначение тепловой сети (отопление/ ГВС)	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезы, °С	График работы тепловой сети (отоп. период/ весь год)
УТ-6	1,4	1,4	133	133	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,7	0,7	76	76	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	1,405	1,405	133	133	ППУ напыляемая	В камере	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-6 до ИТП-3	6,22	6,22	76	76	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	0,16	0,16	108	108	ППУ	Бесканальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	23,53	23,53	76	76	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	5,85	5,85	76	76	ППУ	В футляре	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-3	1,56	1,56	76	76	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-5 до ИТП-1	4,04	4,04	133	133	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-1	5,99	5,99	133	133	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
	11,92	11,92	45	45	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От ИТП-1 до ИТП-4	11,85	11,85	45	45	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-4	17,73	17,73	45	45	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
От УТ-6 до ИТП-2	5,04	5,04	133	133	ППУ	Канальная	2015	2,0	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
ИТП-2	1,94	1,94	133	133	Минеральная	Подвальная	2015	-	Отопление/ГВС	130/70	Весь год
Всего	251,55	251,55									
ИТОГО	651,73	653,09									

Котельная МБУ «ЦБС»

Система теплоснабжения закрытая, четырехтрубная. В настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 41.

Таблица 41. Характеристики тепловых сетей от котельной МБУ «ЦБС»

Наименование участка	Длина участка, м	Диаметр, м	Год прокладки	Тип изоляции	Вид прокладки тепловой сети
Сети ТС					
БМК-ТК-1	7,58	0,133	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-1-ТК-2	25,49	0,133	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-3	17,97	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Лаврики, 40в	8,12	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Узел-1	32,41	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Лаврики, 40	57,53	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Узел-2	4,27	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-Лаврики, 40а	6,21	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-ТК-4	34,28	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40Б	12,49	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-6	25,4	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-Лаврики, 40е	65,02	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-Детский сад №37	22,11	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-ТК-7	117,03	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40г	37,84	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-6-ТК-5	101,33	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-6-Лаврики, 40д	13,82	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-7-Лаврики, 40ж	10,55	0,050	1978	ППУ	Бесканальная
Итого сети ТС	599,45				
Сети ГВС (не действующая)					
БМК-ТК-1	7,58	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-1-ТК-2	25,49	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-3	17,97	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Лаврики, 40в	8,12	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Узел-1	32,41	0,089	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Лаврики, 40	57,53	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Узел-2	4,27	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-Лаврики, 40а	6,21	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-ТК-4	34,28	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40Б	12,49	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40г	37,85	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Итого сети ГВС	244,2				

Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация»

Система теплоснабжения закрытая, четырехтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 42.

Таблица 42. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Протяженность ГВС м трассы	Л п.м труб	Ду, мм	Ду, ГВС	Прокладка	Год	Изоляция
БМК	УТ-1	6	6	24	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-1	УТ-2	17,5	17,5	70	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-2	Дом 34 к.1	26,5	26,5	106	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-1	Дом 34 к.3	76,4	76,4	305,6	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
Дом 34 к.3	Дом 34 к.2	16,2	16,2	64,8	80мм	60мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс

Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Система теплоснабжения котельной закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 43.

Таблица 43. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Наименование участка	Длина участка, м	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
От котельной до ТК-2	143,9	530	Канальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	14,6	76	Внутренняя	2013	Минеральная
От котельной до ул. Новая д.8	12,85	76	Канальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	44,2	76	Бесканальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	10,5	76	В футляре	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	40,9	325	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	7,5	325	В футляре	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	49,94	325	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	4,6	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	19,65	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	12,8	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	64,8	219	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	51	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	68,7	133	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-3 до ТК-4	27,9	273	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ТК-4	14,8	273	В футляре	2013	ППУ
От ТК-4 до ул. Новая, д.7	27,6	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ул. Новая, д.7	9	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-4 до ДОУ	38,3	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ТК-5	13,1	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ТК-5	58,1	219	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	7,2	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	22	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	7,4	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7, корп.2	36,3	159	Канальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-6	30,3	426	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-6	40,2	426	Канальная	2013	ППУ
От ТК-6 до СОШ№3	16,69	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-6 до СОШ№3	5,16	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-6 до ТК-7	99,7	426	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-6 до ТК-7	12	426	Канальная	2013	ППУ
От ТК-7 до ТК-10	76,7	273	Канальная	2013	ППУ

Наименование участка	Длина участка, м	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.2	43,1	219	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.2	6,9	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.3	91,9	159	Канальная	2013	ППУ
От ТК-7 до ТК-8	91,5	377	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-8 до ТК-11	32,1	273	Канальная	2013	ППУ
От ТК-11 до ул. Новая д.11, корп.1	4,9	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-11 до ул. Новая д.13, корп.1	4,2	219	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-11 до ул. Новая д.13, корп.1	51,3	219	Канальная	2013	ППУ
От ул. Новая д.13, корп.1 до ул. Новая, д.13, корп.2	58,4	159	Внутренняя	2013	Минеральная
От ул. Новая д.13, корп.1 до ул. Новая, д.13, корп.2	33,6	159	Канальная	2013	ППУ
От ул. Новая д.13, корп.1 до паркинг	12,3	89	Канальная	2013	ППУ
От ТК-8 до ТК-9	47,5	325	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-8 до ТК-9	83,8	325	Канальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ул. Новая, д.15	33,3	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-8 до ТК-9	31,3	219	Канальная	2015	ППУ
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	30,7	159	Канальная	2015	ППУ
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	32,5	159	Внутренняя	2015	Минеральная
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	19,2	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ул. Новая, д.15 до паркинг	15,2	89	Канальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ТК-12	30,2	219	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ТК-12	23	219	Канальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.17, корп.1	21,3	108	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-12 до ул. Новая, д.17, корп.1	17,1	108	Канальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	41,3	219	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	40,8	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	46,9	219	Канальная	2015	ППУ
ИТОГО	2032,24	-	-	-	-

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 44.

Таблица 44. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода, L, м	Протяженность обратного трубопровода, L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
Котельная-УТ4	246,75	246,75	426	426	ППУ(ПЭ)	К- 18,1 БК-228,65	2016
УТ4-УТ-10	261,2	261,2	325	325	ППУ(ПЭ)	К- 22,5 БК-238,7	2016
УТ10-УТ13	180	180	273	273	ППУ(ПЭ)	БК	2016
УТ13-УТ16	208	208	219	219	ППУ(ПЭ)	БК	2016
УТ6-УТ7	108	108	159	159	ППУ(ПЭ)	К-20 БК-88	2016
УТ7-УТ8 УТ13-УТ14	70,6	70,6	133	133	ППУ(ПЭ)	БК	2016
ИТОГО	1074,55	1074,55					

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» осуществляет передачу тепловой энергии по двум тепломагистралям:

- тепломагистраль «Ново-Девяткино»;
- тепломагистраль «Суздальская».

Общая характеристика сетей представлена в таблице 45.

Таблица 45. Характеристики тепловых сетей АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-7	Оборонная, д.51, лит.Ж (КПП)	10,14	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-8/1.2	врезка к д. 55 ул. Оборонная	37,00	0,15	Подвальная	другая	1960
ТК-8/1.3	врезка к д. 55 ул. Оборонная	37,00	0,15	Подвальная	другая	1960
ТК-206	51-Озёрная, 9	10,37	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-204	51-Озёрная, 9	10,46	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-210	57-Капральская, 19	8,76	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-209	57-Капральская, 19	7,54	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-211	57-Капральская, 19	18,60	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-211	57-Капральская, 19	8,97	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-114	61-Энергетиков, 8	7,61	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-168	61-Энергетиков, 8	9,47	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-169	61-Энергетиков, 8	12,15	0,10	Подземная бесканальная		
УТ-3	АК-1	353,39	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-132	АК-1	41,51	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-10	АК-1	25,80	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-3	АК-1	191,30	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-184	АК-1	116,86	0,08	Подземная бесканальная		
АК-1.1	АК-1	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
ТК-13.2	АК-1	125,00	0,15	Подземная канальная	ППУ	2008
ТК-8	АК-1	74,00	0,20	Подземная бесканальная		
АК-1	АК-1.1	1,85	0,15	Подвальная	ппу	2008
врезка 1	АК-1.1	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-1	АК-1.2	22,10	0,08	Подземная канальная	ппу	2008

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
АК-1	АК-1.2	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-1.4	АК-1.2	6,20	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2008
АК-1.2	АК-1.3	9,50	0,08	Подземная канальная	ппу	2008
АК-1.2	АК-1.3	2,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-1.1	АК-1.4	24,75	0,15	Подземная канальная	ппу	2008
АК-2.2	АК-2	2,15	0,15	Подземная канальная	ппу	2013
АК-1	АК-2	27,21	0,25	Подземная бесканальная		
АК-2.4	АК-2	1,00	0,07	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-6а	АК-2	75,79	0,15	Подземная бесканальная		
АК-1	АК-2	54,28	0,40	Подземная бесканальная		
АК-2	АК-2.1	1,00	0,05	Подземная канальная	апб	1985
АК-2.3	АК-2.1	2,15	0,13	Подземная канальная	ППУ	2013
АК-2	АК-2.2	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
уз.1.4	АК-2.2	29,05	0,15	Подземная канальная	ППУ	2013
уз.1.3	АК-2.3	29,05	0,13	Подземная канальная	ППУ	2013
АК-2	АК-2.3	1,00	0,07	Подземная канальная	апб	1985
врезка 1	АК-2.4	12,50	0,07	Подземная бесканальная	ппу	2012
АК-2.1	АК-2.4	2,15	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.2	АК-2.5	28,50	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-2	АК-2.5	2,15	0,10	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.1	АК-2.6	20,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-2.1	АК-2.6	2,15	0,13	Подземная канальная	апб	2013
АК-2	АК-2.7	2,15	0,15	Подземная канальная	апб	2013
АК-2.4	АК-2.8	2,35	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.5	АК-2.9	2,35	0,10	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.8	АК-2.10	10,20	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.9	АК-2.11	10,20	0,10	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.10	АК-2.12	14,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.11	АК-2.13	14,00	0,10	Подземная канальная	ппу	2000

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
АК-3.3	АК-3	1,00	0,07	Подземная канальная	апб	1985
ТК-116	АК-3	60,75	0,20	Подземная бесканальная		
АК-2	АК-3	27,70	0,40	Подземная бесканальная		
АК-2.13	АК-3	1,80	0,10	Подземная канальная	ппу	2000
АК-2.12	АК-3.1	1,80	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
АК-3	АК-3.1	1,00	0,07	Подземная канальная	апб	1985
АК-3	АК-3.2	26,00	0,10	Надземная	ппу	2000
АК-3	АК-3.2	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-2.3	АК-3.3	7,00	0,07	Подземная канальная	апб	1985
АК-3.1	АК-3.3	26,00	0,08	Надземная	ппу	2000
АК-3.2	АК-3.4	4,30	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-3.1	АК-3.5	15,50	0,07	Подземная канальная	апб	1985
АК-4.1	АК-4	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
врезка к АК-4.2	АК-4	1,00	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2013
врезка 2	АК-4.1	1,50	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
врезка к АК-4.3	АК-4.1	1,00	0,05	Подземная канальная	ппу	2013
АК-4	АК-4.2	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-4.1	АК-4.2	1,00	0,05	Подземная канальная	ппу	2013
АК-4.2	АК-4.3	12,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-4	АК-4.3	1,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2013
АК-5.2	АК-5	1,00	0,07	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-5.4	АК-5	2,00	0,15	Подземная канальная	мв	2013
АК-5	АК-5.1	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-5.3	АК-5.1	2,00	0,15	Подземная канальная	МВ	2013
врезка 2	АК-5.2	21,50	0,07	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-5	АК-5.2	2,00	0,07	Подземная канальная	ппу	2013
врезка к АК-4.1	АК-5.3	24,50	0,15	Подземная канальная	апб	2013
АК-5	АК-5.3	1,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-5.3	АК-5.4	9,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
врезка к АК-4	АК-5.4	24,50	0,15	Подземная канальная	апб	2013

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
АК-5.1	АК-5.5	2,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2013
АК-5.1	АК-5.5	25,00	0,05	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-5	АК-5.6	2,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2013
АК-5	АК-5.7	3,00	0,03	Подземная бесканальная	апб	1993
АК-5.1	АК-5.8	3,00	0,03	Подземная бесканальная	апб	1993
АК-5.5	АК-5.9	24,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2013
АК-5.6	АК-5.10	24,00	0,08	Подземная канальная	ппу	2013
Уз-87	АК-8	83,66	0,20	Подземная бесканальная		
АК-8	АК-9	14,88	0,15	Подземная бесканальная		
АК-9	АК-10	73,33	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-196	Арсенальная, 2	28,28	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-5	Арсенальная, 3	16,57	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-195	Арсенальная, 4	30,13	0,15	Подземная бесканальная		
АК-10	Арсенальная, 5	243,34	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-4	Арсенальная, 5а	26,67	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-3	Арсенальная, 6	22,96	0,15	Подземная бесканальная		
АК-10	Арсенальная, 7	45,73	0,15	Подземная бесканальная		
АК-10	Арсенальная, 9	34,04	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-198	Арсенальная, 10	67,54	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-189	Боровая, 16	18,02	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-189	Боровая, 16	55,15	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-7	Ветеранов, 4-Новое Девяткино,	35,66	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-157	Ветеранов, 6	14,92	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-157	Ветеранов, 8	64,50	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-155	Ветеранов, 12	45,56	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-159	Ветеранов, 14	7,24	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-160	Ветеранов, 16	10,73	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-160	Ветеранов, 16	18,81	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-4	ГР. РАЗДЕЛА 1	1,56	0,15	Подземная канальная	апб	1997

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
УТ-7	Гараж	12,86	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-136	Главная, 56	22,82	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-136	Главная, 58	34,28	0,10	Подземная бесканальная		
ЗА	Главный корпус ТЭЦ-21 (Новое Д	61,25	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-3	Детский сад	110,74	0,10	Подземная бесканальная		
АК-3	Детский сад №61	48,19	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-2.6	Детский сад №61	8,00	0,10	Подвальная	мв	2012
ТК-49	ЗА	25,65	0,10	Подземная бесканальная		
Уз-6	ЗА	43,39	0,10	Подземная бесканальная		
Уз-6	ЗА	74,60	0,50	Подземная бесканальная		
ЗА	ЗАО «СМУ СЗЭМ» (Новое Десяткин	96,03	0,10	Подземная бесканальная		
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_3	ИТП Оборонная, 26_3	4,00	0,08	Подвальная	АПБ	1997
пдв. Оборонная, 37-2_1.1	ИТП Оборонная, 37-2_1	13,74	0,07	Подвальная	мв	2017
Узел-17	ИТП Оборонная, 2-1	0,70	0,05	Подвальная	ппу	2008
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-2	1,80	0,05	Подвальная	ппу	2008
пдв. Оборонная, 2-3	ИТП Оборонная, 2-3	4,53	0,10	Подвальная	алюминий	2008
пдв. Оборонная, 2-4	ИТП Оборонная, 2-4	1,50	0,13	Подвальная	ППУ	2008
АК-1.3	ИТП Оборонная, 2-5	65,04	0,08	Подземная канальная	ппу	2008
ТК-8.5	ИТП Оборонная, 4	3,50	0,08	Подвальная	апб	1985
ТК-8.8	ИТП Оборонная, 6	14,10	0,08	Подвальная	мв	2007
ТК-4.6	ИТП Оборонная, 8	0,30	0,08	Подвальная	апб	1984
ТК-5.4	ИТП Оборонная, 12	4,00	0,08	Подвальная	апб	1984
АК-5.5	ИТП Оборонная, 13-15	3,50	0,05	Подвальная	апб	1985
ТК-3.5	ИТП Оборонная, 18	6,00	0,08	Подвальная	мв	2012
АК-4.3	ИТП Оборонная, 19	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985
ТК-2.5	ИТП Оборонная, 20	5,80	0,08	Подвальная	мв	2012
АК-1.3	ИТП Оборонная, 21	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985
ТК-1.4	ИТП Оборонная, 22	8,00	0,08	Подвальная	мв	2012
АК-2.5	ИТП Оборонная, 23 б	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985
ТК-2.5	ИТП Оборонная, 24	4,00	0,08	Подвальная	апб	1994
АК-2.6	ИТП Оборонная, 25-27	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_1	ИТП Оборонная, 26_1	3,00	0,08	Подвальная	апб	1997
пдв. Оборонная, 37-2_1	ИТП Оборонная, 37-1_3	42,19	0,10	Подвальная	мв	2017
пдв. Оборонная, 37-1_1	ИТП Оборонная, 37-1_4	102,25	0,10	Подвальная	мв	2017
пдв. Оборонная, 37-2_1.3	ИТП Оборонная, 37-2_1	30,60	0,10	Подвальная	мв	2017
ТК-63/1.5	ИТП Оборонная, 45	10,80	0,08	Подвальная	мв	2000
ТК-63/1.4	ИТП Оборонная, 45	10,80	0,07	Подвальная	мв	2000
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 47	10,30	0,08	Подвальная	мв	2000
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 47	10,30	0,08	Подвальная	мв	2000
ТК-8.9	ИТП Оборонная, 51-1	205,94	0,13	Подземная бесканальная		1993
ТК-8.6	ИТП Оборонная, 2	6,80	0,08	Подвальная	мв	2007
ТК-5.5	ИТП Оборонная, 10	2,60	0,08	Подвальная	мв	2012
АК-5.4	ИТП Оборонная, 17	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985
АК-3.4	ИТП Оборонная, 23а	3,55	0,05	Подвальная	апб	1985
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_2	ИТП. ОБОРОННАЯ, 26_2	3,00	0,08	Подвальная	апб	1997
ТК-6а	Капральская, 15	20,29	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-158	Лесная, 2-Новое Девяткино, 31	58,60	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-138	Лесная, 2-Новое Девяткино, 31	4,96	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-158	Лесная, 2-Новое Девяткино, 31	6,00	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-139	Лесная, 2-Новое Девяткино, 31	73,25	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-140	Лесная, 4-Новое Девяткино, 33	67,12	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-141	Лесная, 6	87,10	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-141	Лесная, 6	6,14	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-141	Лесная, 6	66,69	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-201	Магазин	45,35	0,10	Подземная бесканальная		
АК-1	Муринский детский сад комбинир	41,92	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-2	Ново-Девяткинская средняя обще	64,97	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-137	Ново-Девяткинский детский сад	99,18	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-208	Ново-Девяткинский детский сад	16,00	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-164	Новое Девяткино, 49	12,34	0,10	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-212	Новое Десяткино, 49	12,99	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-161	Новое Десяткино, 96а	117,84	0,10	Подземная бесканальная		
гр. раздела	Оборонная, 3 к2	17,26	0,10	Подземная бесканальная		1993
ТК-6.4	Оборонная, 14	6,00	0,10	Подвальная	МВ	2012
пдв. Оборонная, 37-1_2	Оборонная, 37 к1	10,54	0,10	Подвальная	мв	2017
УВСЗ-1.1	Оборонная, 37 к1	1,28	0,13	Подвальная	мв	2017
ТК-9.1	Оборонная, 40	23,50	0,05	Подземная канальная	ппу	2005
ТК-8.8	Оборонная, 51/1	205,94	0,10	Подземная бесканальная		1993
врезка к д. 55 ул. Оборонная	Оборонная, 55	4,00	0,07	Подвальная	другая	1960
ТК-1А	Оборонная, д.51 лит.Е	35,53	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-10/1.2	Оборонная, д.51, лит.А	7,97	0,05	Подземная бесканальная		1993
ТК-10/1	Оборонная, д.51, лит.А	7,97	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-1А	Оборонная, д.51, лит.Д	43,03	0,10	Подземная бесканальная		
ЦТП-51	Оборонная, д.51, лит.Ц, Ц1 (ПТ	12,23	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-163	Огороженная территория	44,04	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-163	Огороженная территория	17,70	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-193	Озёрная, 3	8,30	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-194	Озёрная, 3	19,20	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-202	Озёрная, 5	9,87	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-203	Озёрная, 5	10,41	0,10	Подземная бесканальная		
АК-2	Озёрная, 8	30,23	0,15	Подземная бесканальная		
УВСЗ-1.1	ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_1	2,00	0,15	Подвальная	АПБ	1997
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_1	ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_2	71,30	0,13	Подвальная	апб	1997
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_2	ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_3	32,80	0,13	Подвальная	апб	1997
ТК-3	Парковка	25,09	0,05	Подземная бесканальная		
АК-1	Парковка	9,33	0,08	Подземная бесканальная		
Уз-84	Парковка	39,55	0,03	Подземная бесканальная		
АК-2	Парковка	113,20	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-142	Парковка 1	73,00	0,06	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
Уз-85	Парковка 2	24,30	0,06	Подземная бесканальная		
Уз-50	Парковка 3	15,36	0,06	Подземная бесканальная		
ТК-106	Привокзальная площадь, 1а к1	11,27	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-105	Привокзальная площадь, 1а к1	11,64	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-134	Привокзальная площадь, 1а к1	10,46	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-133	Привокзальная площадь, 1а к1	11,36	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-104	Привокзальная площадь, 1а к1	9,28	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-106/1	Привокзальная площадь, 1а к1	20,76	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-102	Привокзальная площадь, 1а к1	9,85	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-100	Привокзальная площадь, 1а к1	11,18	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-112	Привокзальная площадь, 1а к2	25,41	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-115	Привокзальная площадь, 3/1	15,56	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-122	Привокзальная площадь, 3/1	13,64	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-123	Привокзальная площадь, 3/1	13,22	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-125	Привокзальная площадь, 3/2	9,47	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-124	Привокзальная площадь, 3/2	18,22	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-124	Привокзальная площадь, 3/2	9,50	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-126	Привокзальная площадь, 3/3	11,52	0,07	Подземная бесканальная		
ТК-126	Привокзальная площадь, 3/3	58,92	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-167	Привокзальная площадь, 3/4	29,33	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-167	Привокзальная площадь, 3/4	9,54	0,03	Подземная бесканальная		
ТК-117	Привокзальная площадь, 5А к.1	12,70	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-118	Привокзальная площадь, 5А к.2	10,34	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-119	Привокзальная площадь, 5А к.2	15,12	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-120	Привокзальная площадь, 5А к.3	9,43	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-121	Привокзальная площадь, 5А к.3	10,07	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-131	Привокзальная площадь, 5А к.4	6,61	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-132	Привокзальная площадь, 5А к.4	16,91	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-176	Привокзальная площадь, 5Б	23,32	0,05	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
АК-1	Привокзальная площадь, 5а к5	24,80	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-10	Привокзальная площадь, 5а к6	42,38	0,10	Подземная бесканальная		
УТ-4	Промзона	23,27	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-128	Скандинавский проезд, 2	13,84	0,03	Подземная бесканальная		
ТК-127	Скандинавский проезд, 2	12,39	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-129	Скандинавский проезд, 2	12,63	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-130	Скандинавский проезд, 4 к1	20,97	0,03	Подземная бесканальная		
ТК-130	Скандинавский проезд, 4 к1	9,32	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-186	Скандинавский проезд, 8 к1	15,41	0,03	Подземная бесканальная		
ТК-186	Скандинавский проезд, 8 к1	8,65	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-165	Скандинавский проезд, 8 к2	11,65	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-150	Скандинавский проезд, 8 к2	10,82	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-150	Скандинавский проезд, 8 к2	16,10	0,03	Подземная бесканальная		
ТК-156	Славы, 5-Новое Девяткино, 19/	8,65	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-154	Славы, 7	10,00	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-152	Славы, 7	10,29	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-154	Славы, 10	97,29	0,15	Подземная бесканальная		
АК-1	Строящийся торговый комплекс	20,49	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-1а6	ТК-1	60,21	0,30	Подземная бесканальная		
уз.1	ТК-1	2,00	0,20	Подземная канальная	апб	1993
ТК-1.1	ТК-1	1,50	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-174	ТК-1	81,42	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-13.14	ТК-1	1,21	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-2	ТК-1	301,28	0,70	Подземная бесканальная		
ТК-1	ТК-1.1	17,21	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-3.2	ТК-1.1	32,00	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-1	ТК-1.1	2,46	0,25	Подземная бесканальная	ТТМ	2017
ТК-1	ТК-1.2	1,45	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-1.1	ТК-1.2	4,10	0,25	Подземная бесканальная	ппу	2017

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-1.1	ТК-1.2	5,61	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-1.2	ТК-1.3	24,44	0,25	Подземная бесканальная	апб	1974
ТК-1	ТК-1.3	1,50	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-1.2	ТК-1.4	30,55	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-1.3	ТК-1.4	4,00	0,25	Подземная канальная	апб	1974
ТК-1.4	ТК-1.5	2,00	0,25	Подземная бесканальная	апб	1974
ТК-1.5	ТК-1.6	6,00	0,25	Подземная канальная	апб	1974
уз.1.2	ТК-1.6	2,00	0,15	Подземная канальная	апб	1993
ТК-1.6	ТК-1.7	126,00	0,25	Подземная бесканальная	апб	1974
ТК-1.7	ТК-1.8	4,00	0,25	Подземная канальная	апб	1974
ТК-1.8	ТК-1.9	88,96	0,25	Подземная бесканальная	АПБ	1974
ЦТП-51	ТК-1А	139,78	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-60	ТК-1аб	31,03	0,70	Подземная бесканальная		
ТК-49	ТК-1аб	1761,99	0,70	Подземная бесканальная		
ТК-159	ТК-2	41,88	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-2.1	ТК-2	1,50	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2012
УТ-1	ТК-2	247,87	0,70	Подземная бесканальная		
ТК-1.2	ТК-2	18,72	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-1.3	ТК-2.1	66,00	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-2	ТК-2.1	12,00	0,08	Подземная канальная	апб	1994
ТК-2	ТК-2.2	1,50	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-2.1	ТК-2.2	28,00	0,08	Подземная бесканальная	апб	1994
ТК-2.2	ТК-2.3	8,00	0,08	Подземная канальная	апб	1994
ТК-2	ТК-2.3	1,50	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-2.3	ТК-2.4	7,00	0,08	Подземная бесканальная	апб	1994
ТК-2	ТК-2.4	1,50	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-2.4	ТК-2.5	8,00	0,08	Подземная канальная	апб	1994
ТК-2.4	ТК-2.5	27,00	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-2.2	ТК-2.6	43,50	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2012

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-3.1	ТК-3	0,90	0,13	Подземная канальная	ппу	2012
ТК-2	ТК-3	3,30	0,25	Подземная бесканальная	АПБ	1974
Уз-88	ТК-3	54,54	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-199	ТК-3	76,18	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-207	ТК-3	137,43	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-3	ТК-3	101,88	0,50	Подземная бесканальная		
ТК-2.3	ТК-3.1	45,60	0,13	Подземная канальная	ппу	2012
ТК-3	ТК-3.2	0,90	0,08	Подземная канальная	ппу	2012
ТК-3	ТК-3.2	1,00	0,15	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-3	ТК-3.3	0,70	0,10	Подземная канальная	апб	2012
ТК-3.3	ТК-3.4	0,20	0,10	Подземная канальная	апб	2012
ТК-3.2	ТК-3.5	34,10	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
АК-3.2	ТК-3/2	20,40	0,10	Подземная канальная	ппу	2000
АК-3.3	ТК-3/2.1	20,40	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
ТК-3/2	ТК-3/3	2,60	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2000
ТК-3/2.1	ТК-3/3.1	2,60	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2000
ТК-3	ТК-4	31,25	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-1.9	ТК-4	1,04	0,25	Подземная бесканальная	апб	1974
ТК-4.1	ТК-4	1,15	0,10	Подземная канальная	апб	1984
ТК-199	ТК-4	112,05	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-3	ТК-4	87,05	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-1	ТК-4	387,38	0,50	Подземная бесканальная		
ТК-3.4	ТК-4.1	34,95	0,10	Подземная канальная	апб	1984
ТК-4	ТК-4.2	0,90	0,10	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-4	ТК-4.3	1,69	0,08	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-4.3	ТК-4.4	10,31	0,08	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-4.4	ТК-4.5	1,50	0,08	Подвальная	апб	1984
ТК-4.5	ТК-4.6	2,00	0,07	Подвальная	апб	1984
ТК-5.1	ТК-5	0,90	0,10	Подземная канальная	апб	1984
ТК-4	ТК-5	79,44	0,40	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-196	ТК-5	24,84	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-4.2	ТК-5.1	33,20	0,10	Подземная канальная	апб	1984
ТК-5	ТК-5.2	0,90	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2007
ТК-5	ТК-5.3	0,90	0,08	Подземная канальная	ппу	2012
ТК-5.2	ТК-5.4	20,10	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2007
ТК-5.3	ТК-5.5	39,10	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-201	ТК-6	455,87	0,50	Подземная бесканальная		
ТК-6.2	ТК-6	1,30	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-5	ТК-6	87,48	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-5	ТК-6	63,58	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-6	ТК-6.1	1,30	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
врезка 1	ТК-6.2	75,70	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-6	ТК-6.3	0,90	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-6.3	ТК-6.4	16,10	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-6	ТК-6а	43,41	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-6	ТК-7	76,38	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-7.1	ТК-7	1,30	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-7.2	ТК-7	1,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-2	ТК-7	101,66	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-6	ТК-7	51,87	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-7.3	ТК-7.1	1,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-6.1	ТК-7.1	81,40	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-7	ТК-7.2	1,30	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
уз.1.6	ТК-7.2	126,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-7	ТК-7.3	58,90	0,07	Подземная канальная	ппу	2012
уз.1.5	ТК-7.3	126,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-7.3	ТК-7.4	16,80	0,07	Тоннельная	ппу	2012
ТК-7.1	ТК-7.4	1,00	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-7.4	ТК-7.5	20,30	0,07	Подземная бесканальная	ппу	2012

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-7	ТК-7.5	1,00	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-7	ТК-7.6	1,00	0,08	Подземная канальная	мв	1993
ТК-7.5	ТК-7.6	2,00	0,07	Тоннельная	ппу	2012
УТ-7	ТК-8	13,76	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-8.2	ТК-8	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-7	ТК-8	52,95	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-8.3	ТК-8	0,73	0,15	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-7	ТК-8	107,04	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-8.3	ТК-8.1	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-8	ТК-8.1	1,30	0,15	Подземная бесканальная	ППУ	1985
ТК-8	ТК-8.2	1,30	0,08	Подземная бесканальная	апб	1985
ТК-7.5	ТК-8.2	62,50	0,10	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-7.4	ТК-8.3	62,50	0,10	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-7.2	ТК-8.3	0,90	0,15	Подземная бесканальная	апб	1984
ТК-8	ТК-8.4	1,30	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2007
ТК-8	ТК-8.4	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-8.2	ТК-8.5	8,70	0,08	Подземная бесканальная	апб	1985
ТК-8.1	ТК-8.5	1,50	0,08	Подземная канальная	мв	1993
ТК-8.4	ТК-8.6	29,70	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2007
ТК-8	ТК-8.6	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-8.1	ТК-8.7	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-8.1	ТК-8.7	54,70	0,08	Подземная бесканальная	апб	1985
ТК-8.7	ТК-8.8	3,00	0,07	Подвальная	Мв	2007
ТК-8	ТК-8.8	1,50	0,10	Подземная бесканальная	мв	1993
ТК-8.1	ТК-8.9	1,50	0,13	Подземная бесканальная	мв	1993
ТК-8.4	ТК-8/1	17,50	0,10	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-8.7	ТК-8/1.1	17,50	0,10	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-8/1	ТК-8/1.2	10,00	0,15	Подземная канальная	апб	1960
ТК-8/1.1	ТК-8/1.3	10,00	0,15	Подземная канальная	апб	1960
УВВ-9	ТК-9	24,54	0,40	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-9.2	ТК-9	1,50	0,10	Подземная канальная	ппу	2005
ТК-8	ТК-9	103,93	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-8	ТК-9	41,79	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-9	ТК-9.1	1,50	0,05	Подземная канальная	ппу	2005
врезка к д. 53 ул. Оборонная	ТК-9.2	27,50	0,10	Подземная канальная	ппу	2005
АК-1	ТК-10	75,00	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-176	ТК-10	77,95	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-10.4	ТК-10	1,50	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-9	ТК-10	10,00	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-10.3	ТК-10.1	1,50	0,08	Подземная канальная	мв	1993
ТК-10	ТК-10.2	1,00	0,10	Подземная канальная	апб	1993
ТК-8.5	ТК-10.3	69,00	0,08	Подземная канальная	апб	1993
ТК-8.6	ТК-10.4	69,00	0,10	Подземная канальная	апб	1993
ТК-10.1	ТК-10.5	1,10	0,05	Подземная бесканальная	мв	1993
ТК-10	ТК-10.6	1,10	0,08	Подземная бесканальная	мв	1993
ТК-10	ТК-10.7	2,00	0,08	Подземная канальная	мв	1993
ТК-10.1	ТК-10.8	2,00	0,04	Подземная канальная	мв	1993
ТК-10.6	ТК-10/1	48,90	0,08	Подземная бесканальная	апб	1993
ТК-10.5	ТК-10/1.2	48,90	0,05	Подземная бесканальная	апб	1993
ТК-10.7	ТК-10/2	10,00	0,08	Подземная канальная	апб	1993
ТК-10.8	ТК-10/2.1	10,00	0,04	Подземная канальная	апб	1993
ТК-11.3	ТК-11	1,00	0,10	Подземная канальная	апб	1993
ТК-11	ТК-11.1	1,00	0,10	Подземная канальная	мв	1993
ТК-10.2	ТК-11.3	69,00	0,10	Подземная канальная	апб	1993
ТК-11.1	ТК-11/2	4,00	0,10	Подземная канальная	апб	1993
УТ-19	ТК-12	93,89	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-9	ТК-12	232,92	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-12	ТК-13	127,24	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-12	ТК-13	327,95	0,40	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-13	ТК-13.1	4,24	0,25	Подвальная	АПБ	1996
ТК-13	ТК-13.1	60,60	0,15	Надземная	ППУ	2008
ТК-13.1	ТК-13.2	84,90	0,15	Подземная бесканальная	ППУ	2008
ТК-13.1	ТК-13.2	6,23	0,25	Подземная бесканальная	АПБ	1974
ТК-13.2	ТК-13.3	4,00	0,25	Подземная канальная	АПБ	1974
ТК-13.3	ТК-13.4	54,51	0,25	Подземная бесканальная	АПБ	1974
ТК-13.4	ТК-13.5	0,70	0,25	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.5	ТК-13.6	1,11	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.6	ТК-13.7	15,00	0,30	Тоннельная	ппу	2017
ТК-13.7	ТК-13.8	134,53	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.8	ТК-13.9	45,09	0,30	Подземная канальная	ппу	2017
ТК-13.9	ТК-13.10	35,70	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.10	ТК-13.11	16,05	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.11	ТК-13.12	60,01	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
ТК-13.12	ТК-13.13	21,99	0,30	Подземная канальная	ппу	2017
ТК-13.13	ТК-13.14	48,15	0,30	Подземная бесканальная	ппу	2017
Уз-49	ТК-40	17,29	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-6	ТК-49	393,42	0,70	Подземная бесканальная		
уз.1.1	ТК-63/1	86,40	0,08	Подвальная	мв	2000
уз.1	ТК-63/1.1	86,40	0,08	Подвальная	мв	2000
ТК-63/1	ТК-63/1.2	23,20	0,07	Подземная канальная	ппу	2000
ТК-63/1.1	ТК-63/1.3	23,20	0,08	Подземная канальная	ппу	2000
ТК-63/1.2	ТК-63/1.4	1,40	0,07	Подземная бесканальная	ппу	2000
ТК-63/1.3	ТК-63/1.5	1,40	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2000
врезка к д. 55 ул. Оборонная	ТК-67/1	25,00	0,15	Подвальная	другая	1960
врезка к д. 55 ул. Оборонная	ТК-67/1	25,00	0,05	Подвальная	другая	1960
ТК-105	ТК-100	16,73	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-133	ТК-102	46,41	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-102	ТК-104	25,47	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-104	ТК-105	15,82	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-100	ТК-106	19,42	0,13	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-106	ТК-106/1	22,53	0,10	Подземная бесканальная		
АК-1	ТК-112	25,48	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-168	ТК-114	46,87	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-122	ТК-115	22,80	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-127	ТК-116	65,80	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-10	ТК-117	76,51	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-117	ТК-118	51,32	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-118	ТК-119	33,50	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-119	ТК-120	31,01	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-120	ТК-121	21,14	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-123	ТК-122	37,72	0,25	Подземная бесканальная		
АК-2	ТК-123	105,89	0,25	Подземная бесканальная		
ТК-125	ТК-124	17,04	0,13	Подземная бесканальная		
АК-2	ТК-125	21,13	0,13	Подземная бесканальная		
АК-1	ТК-126	24,33	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-128	ТК-127	42,56	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-129	ТК-128	15,45	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-115	ТК-129	51,89	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-116	ТК-130	18,93	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-121	ТК-131	40,81	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-131	ТК-132	36,50	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-134	ТК-133	22,81	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-112	ТК-134	15,16	0,20	Подземная бесканальная		
Уз-49	ТК-135	52,18	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-4	ТК-136	42,81	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-6	ТК-137	38,20	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-139	ТК-138	26,48	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-140	ТК-139	114,32	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-3	ТК-140	29,40	0,20	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-208	ТК-141	17,61	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-9	ТК-142	69,00	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-10	ТК-143	48,07	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-165	ТК-150	16,04	0,13	Подземная бесканальная		
ЦТП-11	ТК-151	166,07	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-151	ТК-152	45,79	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-152	ТК-153	22,39	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-153	ТК-154	23,12	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-153	ТК-155	41,09	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-155	ТК-156	38,32	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-156	ТК-157	68,75	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-138	ТК-158	75,97	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-151	ТК-159	61,31	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-161	ТК-160	105,68	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-159	ТК-161	39,14	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-1	ТК-162	9,00	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-1а6	ТК-163	49,53	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-166	ТК-164	29,33	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-191	ТК-165	15,34	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-1	ТК-166	5,60	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-9	ТК-167	30,18	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-169	ТК-168	52,28	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-1	ТК-169	60,89	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-1	ТК-170	30,76	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-173	ТК-171	54,72	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-170	ТК-172	59,49	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-174	ТК-173	58,16	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-175	ТК-174	35,47	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-185	ТК-175	84,05	0,20	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-9	ТК-176	33,00	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-10	ТК-182	138,92	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-182	ТК-183	11,43	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-183	ТК-184	88,36	0,15	Подземная бесканальная		
УТ-1	ТК-185	73,26	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-187	ТК-186	12,10	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-191	ТК-187	48,28	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-190	ТК-188	48,06	0,15	Подземная бесканальная		
УВВ-9	ТК-189	72,92	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-3	ТК-190	136,61	0,15	Подземная бесканальная		
АК-3	ТК-191	63,54	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-194	ТК-193	39,55	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-3	ТК-194	55,95	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-4	ТК-195	42,39	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-195	ТК-196	107,73	0,40	Подземная бесканальная		
ТК-3	ТК-197	38,45	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-6	ТК-198	31,21	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-200	ТК-199	51,48	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-205	ТК-200	62,07	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-205	ТК-201	14,54	0,50	Подземная бесканальная		
ТК-193	ТК-202	74,66	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-202	ТК-203	74,70	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-206	ТК-204	48,77	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-4	ТК-205	142,65	0,50	Подземная бесканальная		
УВСЗ-1	ТК-206	25,65	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-137	ТК-207	103,81	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-207	ТК-208	50,62	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-171	ТК-209	59,59	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-209	ТК-210	26,46	0,15	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-210	ТК-211	20,04	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-164	ТК-212	43,08	0,15	Подземная бесканальная		
АК-5.7	ТП Оборонная, 51 КПП	2,00	0,03	Подземная бесканальная	апб	1993
АК-5.8	ТП Оборонная, 51 КПП	2,00	0,03	Подземная бесканальная	апб	1993
ТК-11/2	ТП Оборонная, 51 Штаб	8,08	0,08	Подземная бесканальная		
ТК-1	УВ-3	150,52	0,30	Подземная бесканальная		
гр. раздела 3	УВВ-1	0,99	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-1	УВВ-1.1	2,90	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-1.1	УВВ-1.2	7,50	0,15	Подземная канальная	ппу	2017
УВВ-1.2	УВВ-1.3	3,00	0,15	Подземная канальная	ппу	2017
УВВ-1.3	УВВ-1.4	16,70	0,15	Подземная канальная	мв+р	1993
гр. раздела 6	УВВ-2	98,35	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-2	УВВ-2.2	83,90	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-2.2	УВВ-2.3	38,00	0,20	Подземная канальная	ппу	2017
УВВ-2.3	УВВ-2.4	26,50	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-2.4	УВВ-2.5	4,00	0,20	Подземная канальная	ппу	2017
УВВ-2.5	УВВ-2.6	5,00	0,20	Подземная канальная	ппу	2017
УВВ-2.6	УВВ-2.7	34,70	0,20	Подземная канальная	ппу	2017
ТК-8	УВВ-9	320,24	0,40	Подземная бесканальная		
УВС3-1	УВС3-1	2,50	0,15	Подвальная	ППУ	2012
ТК-7	УВС3-1	74,71	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-212	УВС3-1	24,80	0,15	Подземная бесканальная		
пдв. Оборонная, 37-1_2	УВС3-1	21,92	0,13	Подвальная	мв	2017
ТК-4	УВС3-1	111,90	0,15	Подземная бесканальная		
ГР. РАЗДЕЛА 1	УВС3-1	25,80	0,15	Подземная канальная	ППУ	2012
УВС3-1	УВС3-1.1	1,00	0,15	Подвальная	МВ	2012
УВС3-1	УВС3-1.1	40,84	0,13	Подвальная	мв	2017
ПДВ. ОБОРОННАЯ, 26_3	УВС3-2	3,40	0,13	Подвальная	апб	1997
УВ-3	УС-1	75,47	0,30	Подземная бесканальная		
УС-1	УС-2	45,71	0,30	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
УС-2	УС-3	122,21	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-197	УТ-1	56,65	0,30	Подземная бесканальная		
ТК-1а6	УТ-1	8,76	0,70	Подземная бесканальная		
УТ-1	УТ-2	446,39	0,60	Подземная бесканальная		
УТ-2	УТ-3	42,61	0,50	Подземная бесканальная		
УТ-5	УТ-4	25,07	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-6	УТ-5	16,85	0,20	Подземная бесканальная		
УС-3	УТ-6	61,79	0,30	Подземная бесканальная		
УТ-6	УТ-7	66,19	0,05	Подземная бесканальная		
Уз-91	УТ-7	871,99	0,40	Подземная бесканальная		
УТ-7	УТ-8	27,41	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-15	УТ-14	27,81	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-12	УТ-15	35,76	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-10	УТ-19	87,76	0,40	Подземная бесканальная		
УТ-30	УТ-20	59,34	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-29	УТ-21	51,68	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-25	УТ-24	32,02	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-29	УТ-25	61,46	0,15	Подземная бесканальная		
УТ-28	УТ-26	16,92	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-28	УТ-27	20,68	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-28	УТ-28	81,21	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-13	УТ-28	83,56	0,25	Подземная бесканальная		
УТ-30	УТ-29	26,16	0,15	Подземная бесканальная		
УТ-28	УТ-29	62,96	0,25	Подземная бесканальная		
УТ-29	УТ-30	79,19	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-31	УТ-30	65,67	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-32	УТ-31	35,08	0,20	Подземная бесканальная		
УТ-19	УТ-32	29,19	0,20	Подземная бесканальная		
Северная ТЭЦ-21	Уз-6	13,57	0,80	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
Уз-50	Уз-49	73,09	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-5	Уз-50	42,51	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-6	Уз-83	104,94	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-83	Уз-84	54,05	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-7	Уз-85	21,11	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-142	Уз-86	70,00	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-162	Уз-87	31,99	0,40	Подземная бесканальная		
Уз-87	Уз-88	97,47	0,40	Подземная бесканальная		
АК-8	Уз-89	48,66	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-87	Уз-90	11,53	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-6	Уз-91	56,85	0,40	Подземная бесканальная		
пдв. Оборонная, 2-4	Узел-6	7,40	0,13	Подвальная	ппу	2008
Узел-6	Узел-7	4,30	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2008
Узел-7	Узел-9	21,10	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2008
пдв. Оборонная, 2-3	Узел-10	9,80	0,10	Подвальная	ппу	2008
Узел-10	Узел-10.1	5,60	0,10	Подземная бесканальная	ппу	2008
Узел-10.1	Узел-13	22,00	0,10	Подземная канальная	ппу	2008
пдв. Оборонная, 2-2	Узел-14	1,90	0,05	Подвальная	ппу	2008
Узел-14	Узел-15	9,80	0,05	Подземная канальная	ппу	2008
Узел-15	Узел-16	10,10	0,05	Подземная бесканальная	ппу	2008
Узел-16	Узел-17	16,40	0,05	Подземная канальная	ппу	2008
гр.раздела 1	ФГКУ "СЗ РПСО МЧС России" – ад	35,00	0,08	Надземная		2013
гр.раздела 1.1	ФГКУ "СЗ РПСО МЧС России" – ад	35,00	0,05	Надземная		2013
ТК-170	Флотская, 6	17,08	0,20	Подземная бесканальная		
Уз-90	Флотская, 7	38,42	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-172	Флотская, 8	15,30	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-89	Флотская, 9	11,07	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-89	Флотская, 9	107,69	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-172	Флотская, 10	131,49	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-10/2.1	Хозяйственный корпус	6,00	0,04	Подземная бесканальная	мв	1993

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
ТК-10/2	Хозяйственный корпус	11,08	0,08	Подземная бесканальная	мв	1993
ТК-200	Хочу Есть ресторан грузинской	15,78	0,05	Подземная бесканальная		
пр.2	ЦТП Оборонная, 51	57,50	0,20	Подземная канальная	апб	1993
УТ-4	ЦТП-11	15,26	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-1	ЦТП-51	47,76	0,20	Подземная бесканальная		
ТК-2	Школьная, 2	77,79	0,15	Подземная бесканальная		
ЦТП-11	Школьная, 6	24,51	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-4	Школьная, 9	18,54	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-5	Школьная, 10Б	62,42	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-8	Школьная, 12	60,33	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-8	Школьная, 15	65,12	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-6	Школьная, 19а/1	113,93	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-190	Энергетиков, 1	21,10	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-188	Энергетиков, 3	16,83	0,15	Подземная бесканальная		
гр. раздела 1	врезка 1	18,60	0,15	Подземная бесканальная	ппу	2012
ТК-7.6	врезка 1	21,20	0,07	Подземная бесканальная	ппу	2012
АК-3.5	врезка 2	22,00	0,07	Подземная бесканальная	апб	1985
АК-2.7	врезка к АК-4	109,15	0,15	Подземная канальная	апб	2013
АК-2.6	врезка к АК-4.1	109,15	0,13	Подземная канальная	апб	2013
врезка к АК-4	врезка к АК-4.2	0,50	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2013
врезка к АК-4.1	врезка к АК-4.3	0,50	0,05	Подземная бесканальная	ппу	2013
ТК-67/1	врезка к д. 53 ул. Оборонная	44,00	0,10	Подземная канальная	другая	1960
ТК-67/1	врезка к д. 53 ул. Оборонная	44,00	0,05	Подземная канальная	другая	1960
УВВ-2	гр. Раздела 1	2,00	0,13	Подземная бесканальная	ппу	2017
гр. Раздела 1	гр. Раздела 1.1	1,90	0,10	Подземная бесканальная	ппу	
гр. Раздела 1.1	гр. Раздела 1.2	25,50	0,13	Подземная канальная	ппу	2017
ТК-7.6	гр. раздела	2,00	0,08	Подземная канальная	апб	1993
ТК-3	гр. раздела 1	1,40	0,15	Подземная бесканальная	апб	1974
ТК-4	гр. раздела 1	1,64	0,20	Подземная канальная	мв+р	1993

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
гр. раздела 1	гр. раздела 2	28,70	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2012
гр. раздела 2	гр. раздела 2.1	10,50	0,20	Подземная канальная	ппу	2017
гр. раздела 2.1	гр. раздела 3	1,41	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
УВВ-1	гр. раздела 4	1,25	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
гр. раздела 4	гр. раздела 5	1,50	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
гр. раздела 5	гр. раздела 6	2,20	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
АК-4.3	гр.раздела 1	1,70	0,08	Подземная бесканальная	ппу	2013
АК-4.2	гр.раздела 1.1	1,70	0,05	Подземная бесканальная	ппу	2013
пр-1	гр.раздела 2	7,60	0,20	Надземная	ппу	2017
АК-5.2	гр.раздела 3	50,50	0,07	Подземная канальная	ппу	2013
УВВ-1.4	пдв, Оборонная, 37-1_1	3,38	0,15	Подвальная	ппу	2017
пдв, Оборонная, 37-1_1	пдв, Оборонная, 37-1_1	1,00	0,15	Подвальная	мв	2017
Узел-13	пдв. Оборонная, 2-2	24,20	0,10	Подвальная	ппу	2008
Узел-9	пдв. Оборонная, 2-3	80,70	0,13	Подвальная	ппу	2008
АК-1.2	пдв. Оборонная, 2-4	157,10	0,15	Подвальная	ппу	2008
пдв, Оборонная, 37-1_1	пдв. Оборонная, 37-1_2	19,54	0,13	Подвальная	мв	2017
гр. Раздела 1.2	пдв. Оборонная, 37-2_1	1,70	0,13	Подвальная	мв	2017
пдв. Оборонная, 37-2_1	пдв. Оборонная, 37-2_1.1	2,00	0,13	Подвальная	мв	2017
пдв. Оборонная, 37-2_1.1	пдв. Оборонная, 37-2_1.2	0,57	0,13	Подвальная	мв	2017
пдв. Оборонная, 37-2_1.2	пдв. Оборонная, 37-2_1.3	12,43	0,10	Подвальная	мв	2017
ТК-3/3	пдв. Оборонная, 47	52,48	0,10	Подвальная	мв	2000
ТК-3/3.1	пдв. Оборонная, 47	52,48	0,08	Подвальная	мв	2000
АК-5.9	пдв. Оборонная, 36	16,00	0,08	Подвальная	ппу	2013
АК-5.10	пдв. Оборонная, 36	16,00	0,08	Подвальная	ппу	2013
уз.1.1	пдв. Оборонная, 53	36,00	0,08	Подвальная	другая	1960
уз.1	пдв. Оборонная, 53	36,00	0,05	Подвальная	другая	1960
врезка к д. 55 ул. Оборонная	пдв. д. 55 ул. Оборонная	4,00	0,05	Подвальная	другая	1960
гр.раздела 3	почта	3,50	0,07	Подземная бесканальная		2013
УВВ-2.7	пр-1	1,30	0,20	Подземная бесканальная	ппу	2017
гр.раздела 2	пр.2	190,90	0,20	Надземная	мв	2017
пдв. Оборонная, 47	уз.1	5,60	0,08	Подвальная	мв	2000
ЦТП Оборонная, 51	уз.1	18,00	0,20	Подземная канальная	апб	1993
врезка к д. 53 ул. Оборонная	уз.1	10,00	0,05	Подземная канальная	другая	1960

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
врезка к д. 53 ул. Оборонная	уз.1.1	10,00	0,08	Подземная канальная	другая	1960
пдв. Оборонная, 47	уз.1.1	5,31	0,08	Подвальная	ппу	2000
ЦТП Оборонная, 51	уз.1.2	18,00	0,15	Подземная канальная	апб	1993
ТК-1.6	уз.1.3	1,53	0,13	Подземная канальная	апб	1993
ТК-1	уз.1.4	1,53	0,15	Подземная канальная	апб	1993
ТК-1.6	уз.1.5	2,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-1	уз.1.6	2,00	0,15	Подземная канальная	ппу	1993
ТК-182	шоссе в Лаврики, 55	3,92	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-184	шоссе в Лаврики, 55	7,11	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-183	шоссе в Лаврики, 55	47,01	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-143	шоссе в Лаврики, 57 к1	6,01	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-143	шоссе в Лаврики, 57 к1	3,59	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-10	шоссе в Лаврики, 57 к1	5,23	0,10	Подземная бесканальная		
Уз-83	шоссе в Лаврики, 57 к3	10,22	0,13	Подземная бесканальная		
Уз-83	шоссе в Лаврики, 57 к3	5,37	0,13	Подземная бесканальная		
УВС3-1	шоссе в Лаврики, 57 к3	47,13	0,13	Подземная бесканальная		
Уз-84	шоссе в Лаврики, 57 к3	18,10	0,13	Подземная бесканальная		
УВС3-1	шоссе в Лаврики, 57 к3	19,55	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-135	шоссе в Лаврики, 59 к1	11,65	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-135	шоссе в Лаврики, 59 к1	6,33	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-85	шоссе в Лаврики, 59 к1	130,83	0,13	Подземная бесканальная		
ТК-40	шоссе в Лаврики, 59 к1	4,91	0,15	Подземная бесканальная		
Уз-86	шоссе в Лаврики, 59 к1	5,36	0,13	Подземная бесканальная		
Уз-86	шоссе в Лаврики, 59 к1	71,00	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-40	шоссе в Лаврики, 59 к1	5,10	0,15	Подземная бесканальная		
УТ-3	шоссе в Лаврики, 59 к2	127,19	0,15	Подземная бесканальная		
АК-1	шоссе в Лаврики, 59 к2	98,62	0,15	Подземная бесканальная		
АК-2	шоссе в Лаврики, 63	81,43	0,13	Подземная бесканальная		
АК-3	шоссе в Лаврики, 67 к2	18,82	0,15	Подземная бесканальная		

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год
УТ-14	шоссе в Лаврики, 68 к1	12,68	0,05	Подземная бесканальная		
УТ-15	шоссе в Лаврики, 68 к1	11,91	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-27	шоссе в Лаврики, 68 к2	9,91	0,06	Подземная бесканальная		
УТ-26	шоссе в Лаврики, 68 к2	11,06	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-31	шоссе в Лаврики, 68 к3	13,23	0,50	Подземная бесканальная		
УТ-32	шоссе в Лаврики, 68 к3	12,44	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-26	шоссе в Лаврики, 68 лит А	26,21	0,03	Подземная бесканальная		
УТ-21	шоссе в Лаврики, 70 к1	12,51	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-29	шоссе в Лаврики, 70 к2	12,54	0,06	Подземная бесканальная		
УТ-30	шоссе в Лаврики, 70 к2	11,51	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-21	шоссе в Лаврики, 70 лит А	49,22	0,03	Подземная бесканальная		
УТ-20	шоссе в Лаврики, 72 к1	7,82	0,13	Подземная бесканальная		
УТ-24	шоссе в Лаврики, 72 к4	10,77	0,06	Подземная бесканальная		
УТ-25	шоссе в Лаврики, 72 к4	11,71	0,13	Подземная бесканальная		
УВСЗ-1	Ветеранов, 2-Новое Девяткино	34,06	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-4	Главная, 60	125,47	0,05	Подземная бесканальная		
ТК-166	Медицинское учреждение	81,08	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-185	Энергетиков, 2-Новое Девятки	9,35	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-175	Энергетиков, 2-Новое Девятки	9,87	0,15	Подземная бесканальная		
ТК-171	Энергетиков, 6-Новое Девятки	7,36	0,10	Подземная бесканальная		
ТК-173	Энергетиков, 6-Новое Девятки	6,81	0,10	Подземная бесканальная		

Котельная ГУП «ТЭК СПб»

Система теплоснабжения двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 46.

Таблица 46. Характеристики тепловых сетей ГУП «ТЭК СПб»

Адрес тепловых сетей	L трассы, п.м. (в двухтрубном исчислении)	L трубы, п.м. (в однострубно исчислении)	Ду, мм	Ду, ГВС	Прокладка					Год ввода в эксплуатацию или кап. ремонта/реконструкции	Изоляция	
					бесканальная	канальная	футляр	подвальная	надземная			
Т/сеть г. Мурино от границы работ до ул.Кооперативная, д.21 (церковь)	83,00	166,00	80	отсутствует		80,0		3,0		2008	ППУ	Минвата
Т/сеть от границы работ до метро "Девяткино"	74,740	149,48	80	отсутствует		72,4		2,34		1978	АПБ	Минвата
Т/сеть маг.от УТ-1 через прям-3, узел-2 прямок-4, УТ-3,УТ-4, прямок-6, прямок-1, узел-2, узел-1, прямок-3 до границы работ за ТК-1 за Токсовским шоссе	1700,00	3400,00	400	отсутствует	461,96	908,70	60,20		269,14	2015	ППУ	
Т/сеть маг. от границы работ у ТК-1 через УТ-2, УТ-3, УТ-4, УТ-5, УТ-6, УТ-7, УТ-8 до забора эл. депо "Северное" до гра. Работ станции м. "Девяткино" до гр. работ у магазина "Самно" и до границ работ до Привокзальной пл. д.3(магазин ИП Земсков А.В.)	2038,450	4076,90	30	отсутствует					2,030	2015	ППУ	
			50			44,960				2015	ППУ	
			80		9,110	181,010	33,000			2015	ППУ	
			250			95,470	17,000		50,460	2015	ППУ	
			400		155,370	1385,780	64,260			2015	ППУ	

ООО «Теплоэнерго»

ООО «Теплоэнерго» осуществляет передачу тепловой энергии. Общая характеристика сетей представлена в таблице 47.

Таблица 47. Характеристики тепловых сетей ООО «Теплоэнерго»

Наименование	Л м трассы в однотрубном исчислении	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
от корпуса 12 до ИТП школы на 1175 мест ЖК "Мурино Юго-Запад": бульвар Менделеева, д. 20, к.1	143,35	200	подвальная	2017	мин. вата цилиндры
	373,74	200	канальная	2017	ППУ
	59,62	200	бесканальная	2017	ППУ
	4,774	200	подвальная	2017	мин. вата цилиндры
тепловые сети на территории ЖК Виктория	98	200	канальная	2018	ППУ
	45	200	бесканальная	2018	ППУ
	128	200	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
	365,6	150	канальная	2018	ППУ
	263,2	150	бесканальная	2018	ППУ
	10	150	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
	77,6	150	футлярная	2018	ППУ
	83,8	100	канальная	2018	ППУ
	27,8	100	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
	4	50	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
тепловые сети от стены камеры 21.2 (ПТЭ) до ИТП домов на территории ЖК Форвард	19	250	канальная	2018	ППУ
	36,8	250	бесканальная	2018	ППУ
	25,3	250	футлярная	2018	ППУ
	27,3	200	канальная	2018	ППУ
	17,2	200	футлярная	2018	ППУ
	232,6	125	канальная	2018	ППУ
	24	125	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
	29,5	125	футлярная	2018	ППУ
	138	100	канальная	2018	ППУ
	34,3	100	бесканальная	2018	ППУ

Наименование	Л м трассы в однотрубном исчислении	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
	4	100	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
тепловые сети от места врезки в камере ТК1(ПТЭ) до ИТП торгового павильона	3,2	50	бесканальная	2018	ППУ
	41,8	50	канальная	2018	ППУ
	6,4	50	подвальная	2018	мин. вата цилиндры
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (1 этап строительства)	42,62	250	канальная	2019	ППУ
	145,36	250	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	20,84	150	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	0,6	100	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	21,38	50	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (2 этап строительства)	44,62	250	канальная	2019	ППУ
	155,078	250	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	10,374	200	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	64,33	150	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	4,36	65	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	1,96	32	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (3 этап строительства)	24,4	200	канальная	2019	ППУ
	21,74	200	футлярная	2019	ППУ
	176,74	200	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	5,7	150	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	14,46	100	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	205,58	65	подвальная	2019	мин. вата цилиндры

Наименование	Л м трассы в однотрубном исчислении	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
	1,02	40	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (4 этап строительства)	19,34	150	канальная	2019	ППУ
	39,3	150	футлярная	2019	ППУ
	207,24	150	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	0,16	50	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
	17,28	40	подвальная	2019	мин. вата цилиндры
участок теплотрассы от точки присоединения в УТ-3, расположенной по адресу: ЛО, Всеволожский район, д. Новое Девяткино, земли САОЗТ "Ручьи", уч. 5.1, квартал 2.2, до тепловой камеры ТК-1, расположенной на границе земельного участка ООО "Аспект" по адресу: ЛО, Всеволожский район, пос. Мурино, Привокзальная площадь, уч. 5-А	24,76	150	канальная	2015	ППУ
	8,32	125	канальная	2015	ППУ
	4	80	канальная	2015	ППУ
	189	500	канальная	2015	ППУ
	8	400	канальная	2015	ППУ
	1360,8	400	бесканальная	2015	ППУ
	519,6	400	надземная	2015	ППУ

Котельная ООО «Энергия»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 48.

Таблица 48. Характеристики тепловых сетей ООО «Энергия»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТЗ (включительно), находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 в направлении к жилому дому ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 50(корпус 2 ЖК «Цвета радуги») проходящей через жилой дом Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, пр. Авиаторов Балтики, д. 31(корпус 1 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 450,04 п. метра в составе:							
1	450,04	450,04	108-273	108-273	ППУ, маты теплоизоляционные, напыление	Канальная, подвальная, в УТ	2018
Из них:							
1	2,5	2,5	273	273	напыление	в УТ	2018
1	272,93	272,93	219	219	ППУ	канальная	2018
1	37,55	37,55	219	219	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	6,55	6,55	219	219	напыление	в УТ	2018
1	10,9	10,9	159	159	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	8,79	8,79	133	133	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	12,89	12,89	108	108	ППУ	канальная	2018
1	97,93	97,93	108	108	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТЗ (включительно), находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 в направлении к жилому дому ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 46 (корпус 4 ЖК «Цвета радуги») проходящей через жилой дом Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 48 (корпус 3 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 236,69 п. метра в составе:							
2	236,69	236,69	219-57	219-57	ППУ, Rockwool	Канальная, подвальная	2019
Из них:							
2	18,2	18,2	219	219	ППУ	канальная	2019
2	68,34	68,34	219	219	Rockwool	подвальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
2	48,1	48,1	133	133	ППУ	канальная	2019
2	99,16	99,16	133	133	Rockwool	подвальная	2019
2	2,08	2,08	108	108	Rockwool	подвальная	2019
2	0,81	0,81	57	57	Rockwool	подвальная	2019
2-х трубная тепловая сеть от крана шарового Ду200 на выходе из тепловой камеры УТ1, находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 до выхода тепловой сети из жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 44 (корпус 5 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 185,27 пог. м в составе:							
3	185,27	185,27	219-57	219-57	ППУ, цилиндры минераловатные	Канальная, подвальная	2020
Из них:							
3	25,39	25,39	219	219	ППУ	канальная	2020
3	1,24	1,24	219	219	ППУ	Бесканальная, в футляре	2020
3	70,84	70,84	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	72,18	72,18	133	133	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	11,02	11,02	57	57	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	1,35	1,35	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	3,25	3,25	133	133	ППУ	Бесканальная, в футляре	2020
2-х трубная тепловая сеть от точки присоединения к ранее построенной тепловой сети на выходе тепловой сети из жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 44 (корпус 5 ЖК «Цвета радуги»), до первых фланцев кранов на вводе в ИТП жилой и встроенной части жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 42 (корпус 6 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью по оси – 34,61 пог. м в составе:							
4	34,61	34,61	133-45	133-45	ППУ, цилиндры минераловатные	Канальная, подвальная	2020
Из них:							
4	23,73	24,73	133	133	ППУ	канальная	2020
4	7,81	6,63	133	133	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
4	2,58	1,88	108	108	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
4	0,67	0,67	76	76	цилиндры минераловатные	подвальная	2020

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
4	0,26	0,26	45	45	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТ1, находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1, до ИТП жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова д. 40 (строительный адрес: земли САОЗТ «Ручьи», кадастровые номера участков – 47:07:0722001:373, 47:07:0722001:380, 7 этап строительства, корпус 7), общей протяжённостью в двухтрубном исполнении – 144,258 пог. м., в составе:							
5	144,258	144,258	325-45	325-45	ППУ, цилиндры минераловатные напыление	Канальная, подвальная, в УТ	2022
Из них:							
5	21,35	21,35	325	325	ППУ	канальная	2022
5	3,15	3,15	325	325	напыление	В УТ	2022
5	14,94	14,94	325	325	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	60,245	60,245	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	11,9	11,9	89	89	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	3,245	3,245	76	76	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	29,428	29,428	45	45	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
ИТОГО	1050,868	1050,868					

Котельная АО «НПО «Поиск»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС отсутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 49.

Таблица 49. Характеристики тепловых сетей АО «НПО «Поиск»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	75	75	325	325	вата, рубероид	канальная	1978
1.1	70	70	218	218	вата, рубероид	канальная	1978
1.2	180	180	275	275	вата, рубероид	канальная	1978
1.1.1	60	60	76	76	вата, рубероид	канальная	1978
1.1.2	150	150	108	108	ППУ	надземный	1978
1.1.3	180	180	140	140	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.1	90	90	47	47	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.2	40	40	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3	190	190	76	76	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3.1	35	35	27	27	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3.2	120	120	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.3.1	120	120	108	108	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.3.1	80	80	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.2.1	140	140	275	275	вата, рубероид	канальная	1978
1.2.1.1	145	145	165	165	вата, рубероид	канальная	1978
1.2.1.1.1	25	25	76	76	вата, рубероид	канальная	1978
ИТОГО	1700	1700					

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

Запорная арматура на тепловых сетях устанавливается в соответствии с нормативными требованиями, установленными п. 10.17 СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 №280 и п. 6.1.18 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115.

Данные о количестве секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» и ГУП «ТЭК СПб», приведены в таблице 50.

Таблица 50. Количество секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» и ГУП «ТЭК СПб»

Источник теплоснабжения	Запорная арматура в диапазоне диаметров, шт.				
	до 300 мм	свыше 300 до 600 мм	свыше 600 до 1200 мм	в т.ч. с электроприводом	Всего
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго», Всеволожский муниципальный район, пос.Мурино,Охтинская аллея, стр.13	2367	32	8	10	2407
Котельная «Северомуринская», пос. Мурино, д.11	784	28	4	0	816

Данные о количестве секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», приведены в таблице 51.

Таблица 51. Количество секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

Наименование магистрали, распределительной сети	ТК, Пр, УТ	Задвижка клиновая	Задвижка шаровая	Воздушник	Фланцевые соединения	СК	ДК	Поворотный затвор
т/м Суздальская	8	41	25	38	138	82	21	4
р/с Медвежий Стан	4	9	17	8	34	0	7	0
р/с Центральная	16	57	11	6	100	0	5	0
ЦТП р/с Центральная	1	48	0	4	104	0	0	0
р/с Оборонная 1	5	0	19	0	30	0	5	0
р/с Оборонная 2	3	0	18	2	36	0	3	0
р/с Ручьи	21	0	315	224	0	2	134	0
р/с Охтинская	9	0	214	66	0	8	50	0
Общее количество оборудования на т/сетях эксплуатируемое районом								
	65	155	619	348	442	92	225	4

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

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

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

На всех источниках теплоснабжения, в отопительный период, применяется качественное регулирование, с четким соблюдением температурного графика. В межотопительный период, применяется качественно-количественное регулирование.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»: 130/70 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной МБУ «ЦБС»: 95/70°С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»: 95/70° С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»: 110/70 С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»: 115/75 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»: 150/70 °С со срезкой $T_{1\text{макс}}=110$ °С. Системы отопления подключены по независимой и зависимой схемам. Системы ГВС подключены по открытой и закрытой схеме.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Энергия»: 105/70 °С.

Утвержденный температурный график работы Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»: 150/70 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной АО «НПО «Поиск»: 95/70 °С.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии полностью соответствуют утвержденным температурным графиками работы источников Муринского ГП.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей представлены в пьезометрических графиках на рисунках 16 – 27.

Как видно из пьезометрических графиков, потребители получают тепловую энергию в полном объеме.

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» осуществляется по температурному графику 130/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 9,0/6,5 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» осуществляется по температурному графику 115/75 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» осуществляется по температурному графику 110/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 5,6/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной МБУ «ЦБС» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» через тепловые сети АО «Теплосеть СПб» осуществляется:

- по т/м Суздальская по температурному графику: 107/70 °С, с «верхней срезкой» температуры теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне: $T_1=100^{\circ}\text{C}$, давление в подающем/обратном трубопроводе $P_1/P_2 = (9,5\div 13,0)/(3,0\div 5,0)$ кгс/см².

- по т/м Ново-Девяткино по температурному графику 150/70 °С, с «верхней срезкой» температуры теплоносителя в подающем трубопроводе на уровне: $T_1=100^{\circ}\text{C}$, давление в подающем/обратном трубопроводе $P_1/P_2 = (8,5\div 9,5)/(2,0\div 2,5)$ кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 4,5/3,5 кгс/см².



Рисунок 16. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ТК-2

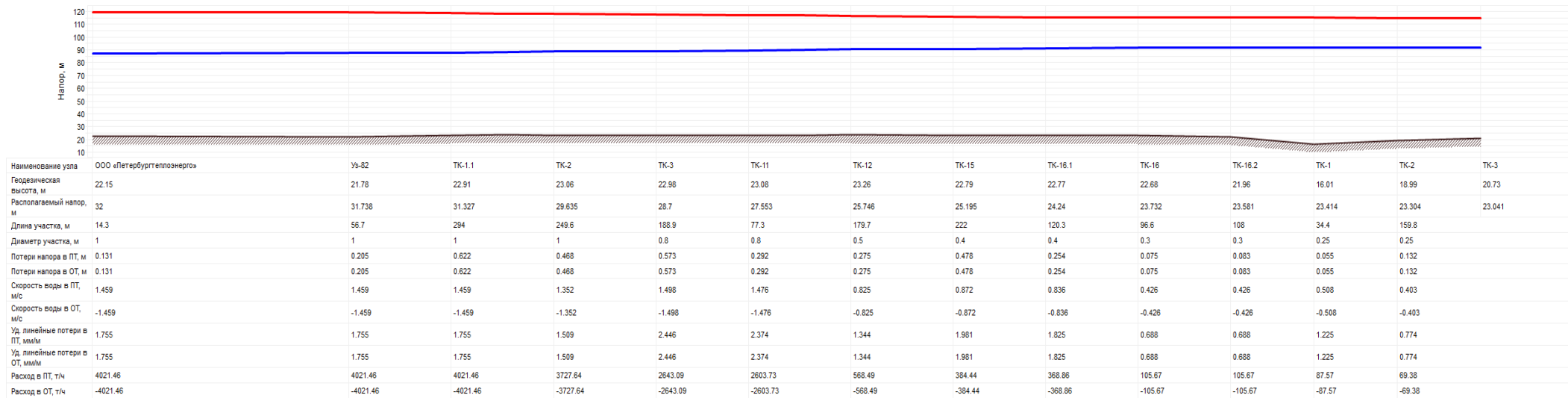


Рисунок 17. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ТК-3

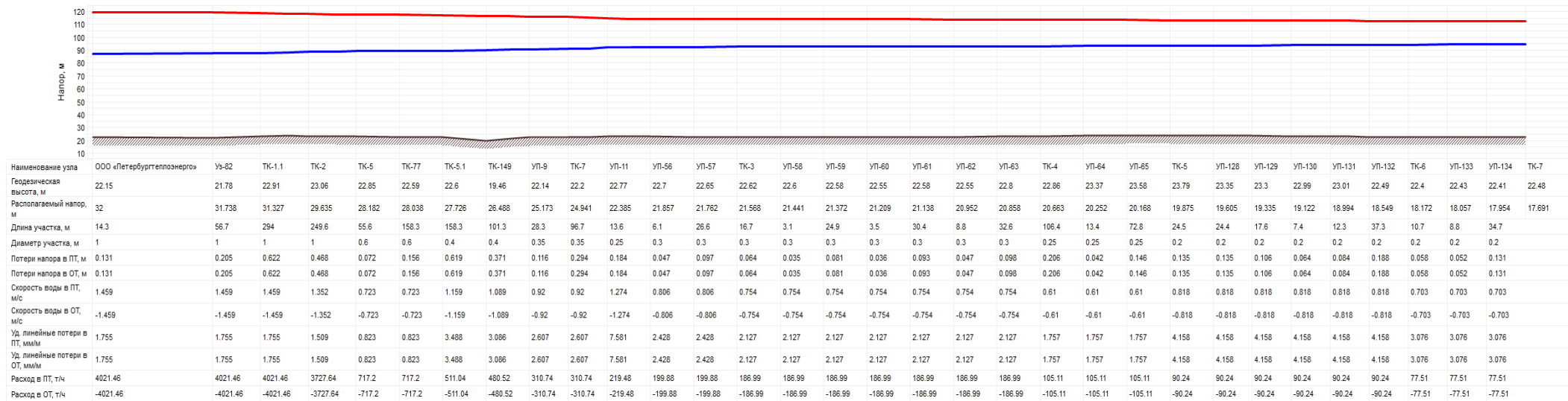


Рисунок 18. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ТК-7

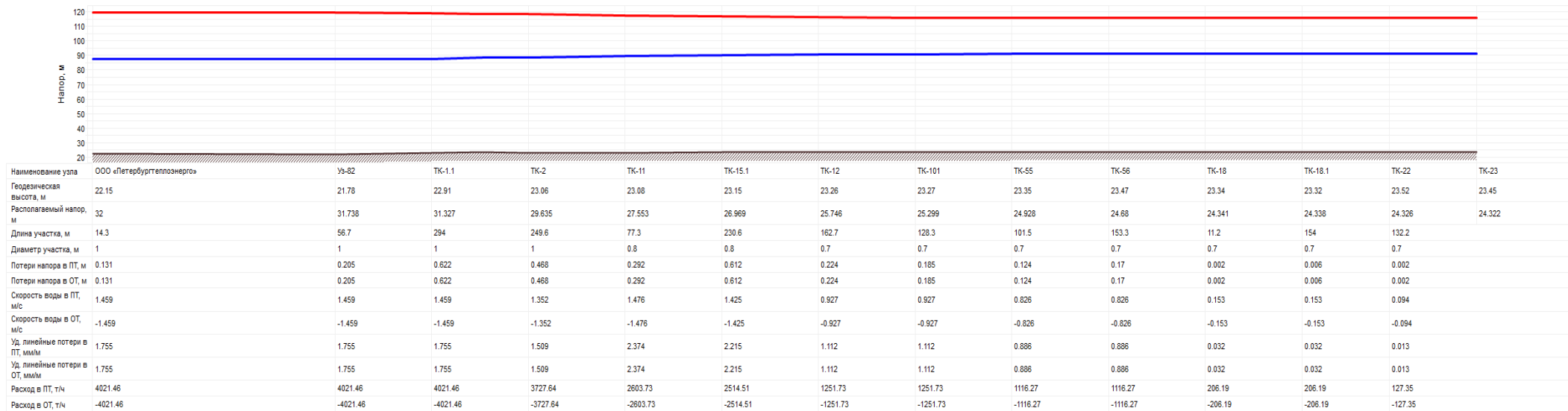


Рисунок 19. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ТК-23

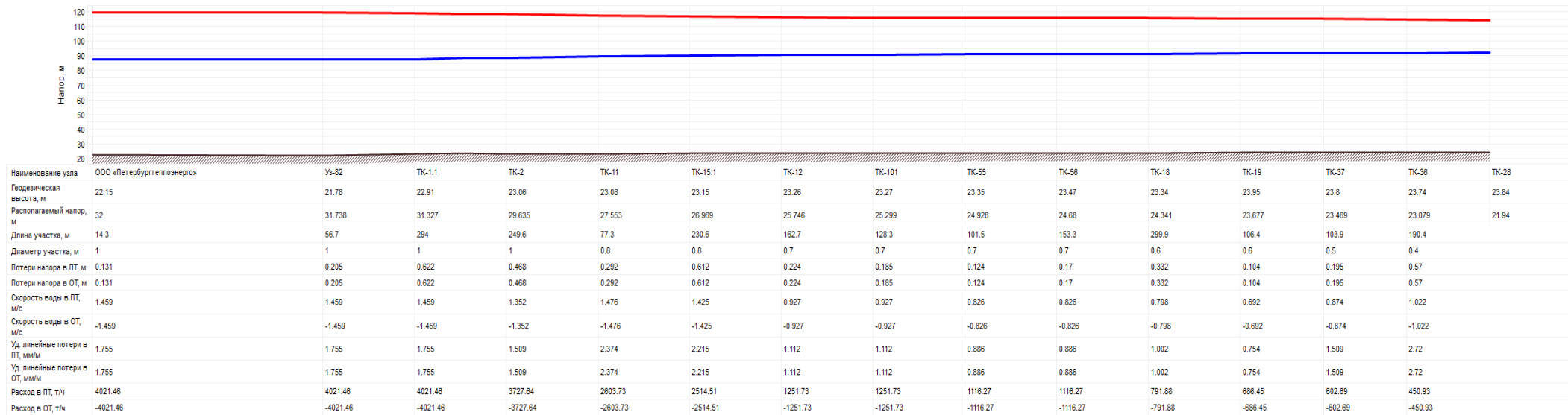
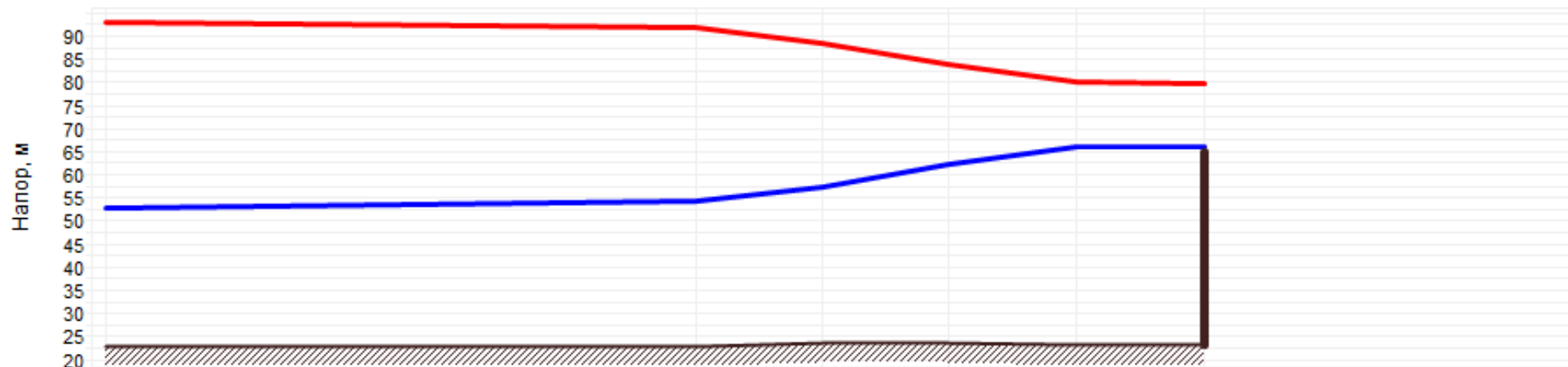


Рисунок 20. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ТК-28



Наименование узла	БМК ООО «Новая Водная Ассоциация»	УТ-1	УТ-2	УТ-1	ТК-177	шоссе в Лаврики, 34 к2
Геодезическая высота, м	22.83	22.85	23.47	23.6	23	22.93
Располагаемый напор, м	40	37.713	31.043	21.514	14.197	13.805
Длина участка, м	12	35	50	152.8	32.4	
Диаметр участка, м	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Потери напора в ПТ, м	1.143	3.335	4.764	3.658	0.196	
Потери напора в ОТ, м	1.143	3.335	4.764	3.658	0.196	
Скорость воды в ПТ, м/с	2.554	2.554	2.554	1.277	0.638	
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.554	-2.554	-2.554	-1.277	-0.638	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	95.288	95.288	95.288	23.943	6.045	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	95.288	95.288	95.288	23.943	6.045	
Расход в ПТ, т/ч	70.4	70.4	70.4	35.2	17.6	
Расход в ОТ, т/ч	-70.4	-70.4	-70.4	-35.2	-17.6	

Рисунок 21. Пьезометрический график от БМК Лаврики 34

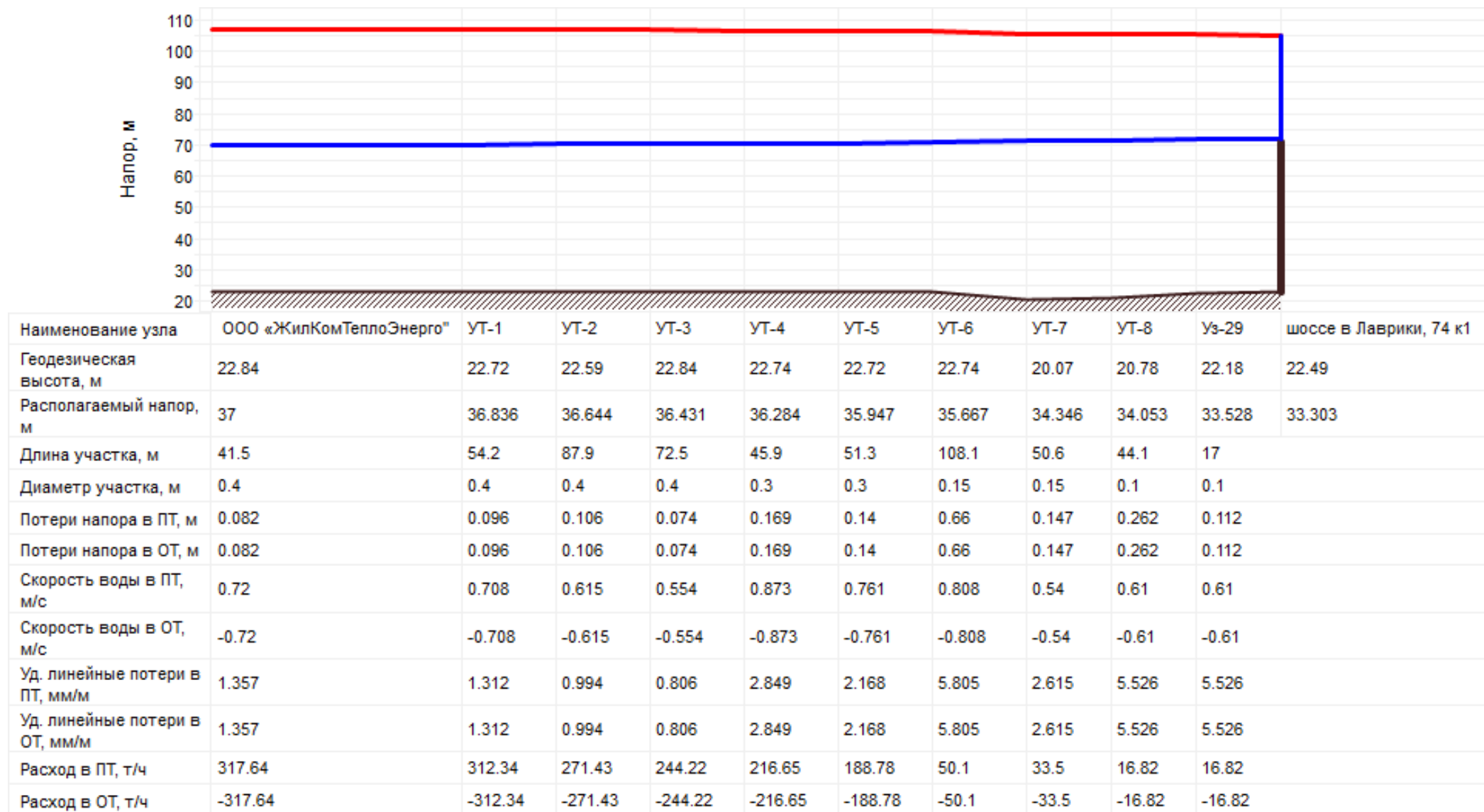


Рисунок 22. Пьезометрический график от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

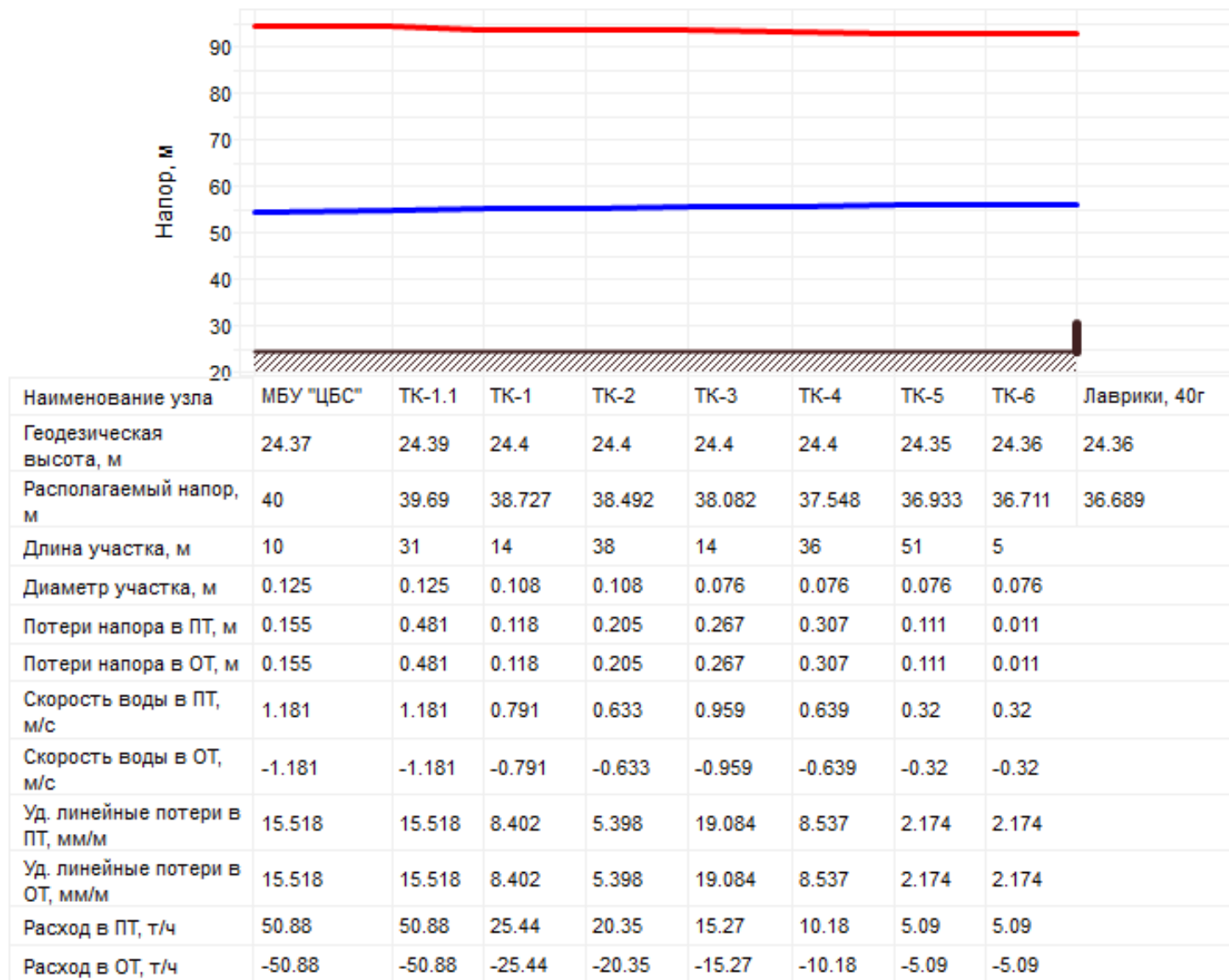
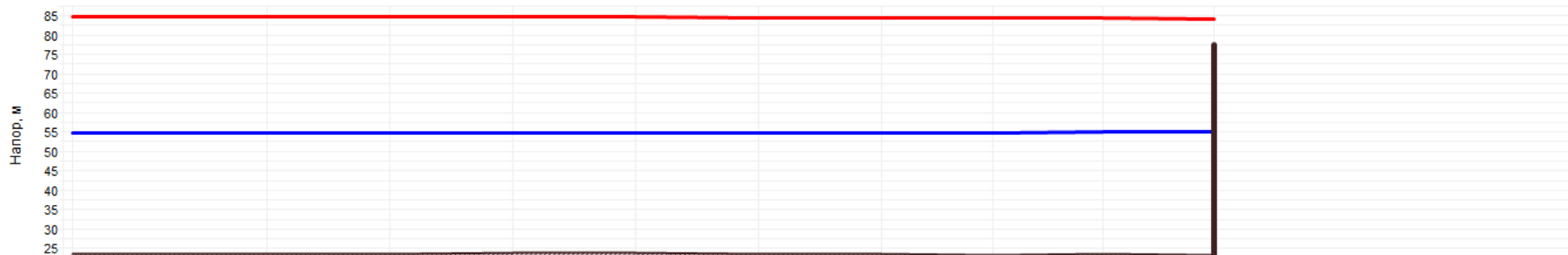


Рисунок 23. Пьезометрический график от котельной МБУ «ЦБС»

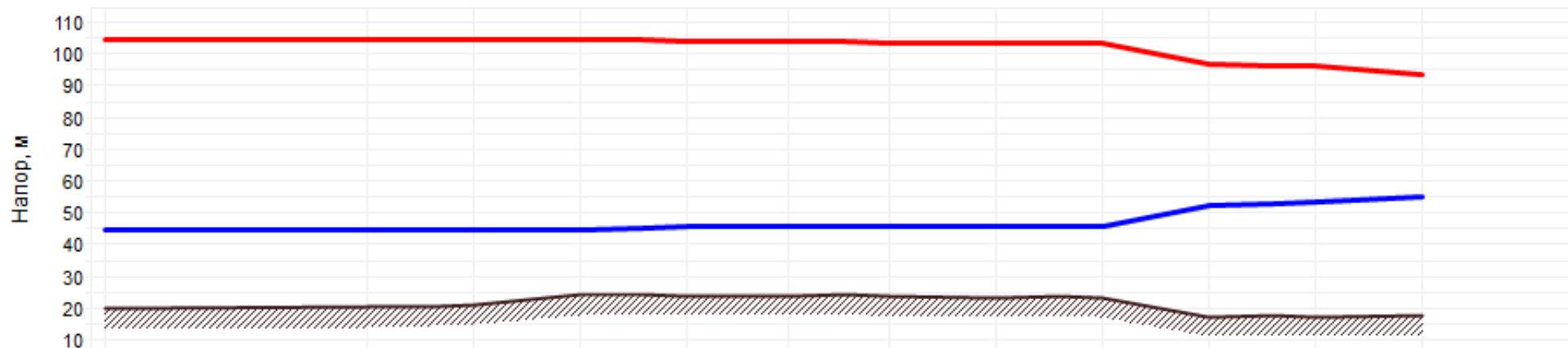


Рисунок 24. Пьезометрический график от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»



Наименование узла	ООО «Энергия»	УТ-2	УТ-3	УТ-4	УТ-5	УТ-6	УТ-7	УТ-8	УТ-38	проспект Авиаторов Балтики, 1
Геодезическая высота, м	23.5	23.53	23.55	23.71	23.63	23.44	23.42	23.3	23.36	23.21
Располагаемый напор, м	30	29.982	29.968	29.949	29.935	29.743	29.658	29.614	29.242	29.178
Длина участка, м	24	119	169	30	130	62	94	101	9	
Диаметр участка, м	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.05	
Потери напора в ПТ, м	0.009	0.007	0.009	0.007	0.096	0.042	0.022	0.186	0.032	
Потери напора в ОТ, м	0.009	0.007	0.009	0.007	0.096	0.042	0.022	0.186	0.032	
Скорость воды в ПТ, м/с	0.323	0.151	0.151	0.237	0.421	0.385	0.232	0.522	0.292	
Скорость воды в ОТ, м/с	-0.323	-0.151	-0.151	-0.237	-0.421	-0.385	-0.232	-0.522	-0.292	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	0.168	0.048	0.048	0.151	0.671	0.562	0.209	1.708	3.073	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	0.168	0.048	0.048	0.151	0.671	0.562	0.209	1.708	3.073	
Расход в ПТ, т/ч	320.52	104.33	104.33	104.33	104.33	95.41	57.59	57.59	2.01	
Расход в ОТ, т/ч	-320.52	-104.33	-104.33	-104.33	-104.33	-95.41	-57.59	-57.59	-2.01	

Рисунок 25. Пьезометрический график от котельной ООО «Энергия»



Наименование узла	Котельная ГУП «ТЭК СПб»	УТ-1	УТ-3	ТК-1	ТК-8	ТК-8а	Уз-75	УТ-4	Уз-74	ТК-179	ТК-181	Электро депо
Геодезическая высота, м	19.42	19.95	20.72	23.9	23.73	23.61	23.23	23.13	22.94	17.12	17.02	17.67
Располагаемый напор, м	60	59.913	59.82	59.672	58.26	58.092	57.918	57.845	57.488	44.228	42.938	38.637
Длина участка, м	413.5	236.4	725.7	314.1	90.1	28.5	32	172.4	832.4	37.3	274	
Диаметр участка, м	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.25	0.25	0.25	
Потери напора в ПТ, м	0.044	0.026	0.075	0.269	0.085	0.037	0.037	0.135	6.653	0.462	2.422	
Потери напора в ОТ, м	0.044	0.026	0.074	0.267	0.084	0.037	0.036	0.134	6.607	0.372	1.879	
Скорость воды в ПТ, м/с	0.246	0.246	0.246	0.554	0.543	0.543	0.523	0.517	1.3	1.293	1.188	
Скорость воды в ОТ, м/с	-0.246	-0.246	-0.246	-0.553	-0.541	-0.541	-0.522	-0.515	-1.295	-1.288	-1.188	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	0.099	0.099	0.099	0.808	0.776	0.776	0.721	0.704	7.891	7.807	6.603	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	0.098	0.098	0.098	0.803	0.771	0.771	0.716	0.699	7.838	7.754	6.603	
Расход в ПТ, т/ч	244.5	244.5	244.5	244.5	239.56	239.56	230.79	228.08	223.96	222.74	204.76	
Расход в ОТ, т/ч	-243.72	-243.72	-243.72	-243.72	-238.79	-238.79	-230.02	-227.31	-223.19	-221.98	-204.76	

Рисунок 26. Пьезометрический график от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

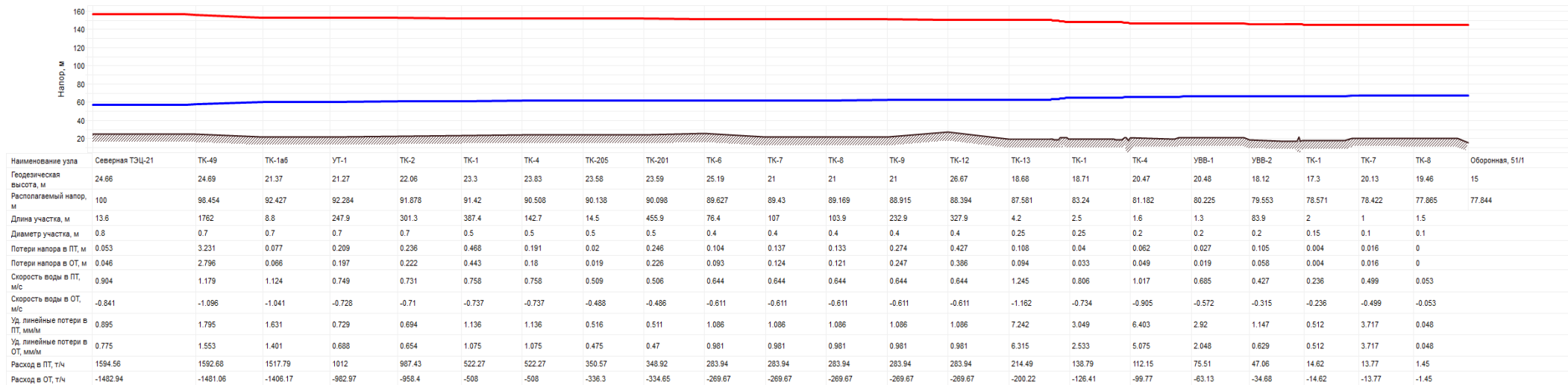


Рисунок 27. Пьезометрический график от Северной ТЭЦ-21 по т/м Ново-Девяткино

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

Сведения о повреждениях, выявленных на тепловых сетях МО «Муринское городское поселение» за 2018-2022 годы, представлены в таблице 52.

Таблица 52. Статистика отказов тепловых сетей

Наименование системы теплоснабжения	Отказы (аварии, инциденты)				
	2018	2019	2020	2021	2022
АО «Теплосеть СПб»	9	2	9	19	16
ГУП «ТЭК СПб»	1	0	0	0	1
ООО «Петербурготеплоэнерго»	0	0	0	0	0
ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	0	0	0	1	0
ООО «Теплоэнерго»	0	0	0	0	1

Отказов на тепловых сетях других организаций не зафиксировано.

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

Статистика восстановлений и сведения о среднем времени, затрачиваемом на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет не предоставлены.

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

Основные методы технической диагностики теплопроводов, используемые теплосетевыми организациями:

- 1) Гидравлические испытания.

Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80 % мест утечек на тепловых сетях. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

Тепловые сети подвергаются ежегодным гидравлическим испытаниям на прочность и плотность (опрессовкам) для определения состояния трубопроводов и установленного на них оборудования, выявления ненадежных мест, подлежащих устранению при ремонтах, для проверки качества монтажных и ремонтных работ.

Гидравлической опрессовке на прочность и плотность подвергаются магистральные и распределительные, а также внутриквартальные сети, в том числе принадлежащие абонентам, которые подают письменную заявку на испытания. При опрессовке тепловые пункты и местные системы потребителей отключают от испытываемой сети.

2) Проведение шурфовок на тепловых сетях.

Целью проведения шурфовок является выявление состояния строительной изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов. Данный вид диагностики является одним из методов неразрушающей диагностики состояния подземных теплопроводов. Шурфовки на тепловых сетях выполняются по ежегодно составляемому утвержденному графику проведения шурфовок.

Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается в зависимости от протяженности тепловой сети, типов прокладок и теплоизоляционных конструкций, количества коррозионных повреждений труб. Шурфовки в первую очередь производятся вблизи мест, где были зафиксированы коррозионные повреждения трубопроводов, в местах пересечений тепловых сетей с водостоками, канализацией, водопроводом, на участках, расположенных вблизи открытых водостоков (кюветов), проходящих под газонами или вблизи бортовых камней тротуаров, в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями (затопления подземных прокладок грунтовыми, ливневыми и другими водами; повышенной коррозионной активности грунтов), на участках с предполагаемым неудовлетворительным состоянием теплоизоляционных конструкций, на участках бесканальной прокладки, а также канальной прокладки с тепловой изоляцией без воздушного зазора.

Размеры шурфа выбираются, исходя из удобства осмотра вскрываемого теплового ввода со всех сторон: сверху, с боков и снизу. В бесканальных прокладках размеры шурфа по низу не менее 1,5 x 1,5, в канальных прокладках минимальные размеры должны обеспечивать возможность снятия двух плит перекрытия. Для проверки состояния канала рекомендована "пунктирная" шурфовка: шурфы разрываются на

прямолинейных участках трассы с разрывом 15-20 м и канал просматривается с помощью лампочки (фонаря).

Гидравлические испытания тепловых сетей на прочность и плотность и максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (02.04.03) и «Правил техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей» (07.05.1992), "Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей" (Минэнерго России от 03.04.97), "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" (18.06.2003), "Методическими указаниями по испытаниям тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя" (РД 153-34.1-20.329-2001, утвержденными Департаментом научно-технической политики и развития "РАО ЕЭС России" от 21.03.2001), "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (2003 г.).

На тепловых сетях ГУП "ТЭК СПб" в пос. Мурино в 2022 г. установлено 6 акустических датчиков, которые осуществляют постоянный мониторинг состояния тепловой сети. Датчики предназначены для обнаружения дефектов тепловой сети задолго до вытекания теплоносителя на поверхность, вследствие чего минимизируются объемы ремонта, а также риск причинения ущерба третьим лицам.

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

1) Испытания на тепловые потери.

Целью испытаний является определение эксплуатационных потерь через тепловую изоляцию водяных тепловых сетей. Определение тепловых потерь осуществляется на основании испытаний, проводимых в соответствии с документом «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях» (СО 34.09.255-97). Результаты определения тепловых потерь через теплоизоляцию по данным испытаний сопоставляются с нормами проектирования, выдается качественная и количественная оценка теплоизоляционных свойств испытываемых участков,

которая используется при нормировании эксплуатационных тепловых потерь для водяных тепловых сетей.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях проводятся один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний устанавливается техническим руководителем отдела эксплуатации тепловых сетей. Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях, тепловых пунктах систем теплоснабжения. Полученные при испытаниях результаты в виде поправочных коэффициентов к потерям тепловой энергии по нормам проектирования могут быть использованы для нормирования эксплуатационных тепловых потерь тепловыми сетями.

2) Испытания на гидравлические потери.

Целью проведения испытаний на гидравлические потери является определение фактических гидравлических характеристик трубопроводов тепловых сетей, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Оценка состояния трубопроводов по результатам испытаний проводится путем сравнения фактического коэффициента гидравлического сопротивления с расчетным значением при эквивалентной шероховатости трубопровода для данных диаметров новых трубопроводов, а также фактической и расчетной пропускной способности отдельного участка или испытанных участков сети в целом.

Испытания на гидравлические потери производятся на характерных магистральных участках тепловых сетей. Все виды испытаний проводятся отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается. На каждый вид испытаний составляется рабочая программа.

В рабочей программе испытаний содержатся следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания выполняет следующие операции:

- проверяет выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организует проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверяет отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- проводит инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

3) Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного сезона с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику в предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется акт.

Целью испытаний водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя является проверка тепловой сети на прочность в условиях

температурных деформаций, вызванных повышением температуры теплоносителя до расчетных (максимальных) значений, а также проверка в этих условиях компенсирующей способности компенсаторов, тепловых сетей, выявления дефектов на них.

Испытаниям на максимальную температуру теплоносителя подвергаются все тепловые сети от источника теплоснабжения до тепловых пунктов теплотребления, включая магистральные, внутриквартальные теплопроводы и абонентские ответвления, за исключением тепловых сетей, имеющих непосредственное присоединение потребителей.

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

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 (ред. от 01.02.2010) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (вместе с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»).

Данные о нормативных потерях тепловой энергии в тепловых сетях в 2022 году приведены в таблице 53.

Таблица 53. Сведения об утверждённых нормативах технологических потерь тепловой энергии в тепловых сетях в 2022 году

Наименование системы теплоснабжения	Нормативные тепловые потери, Гкал
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	20 597,72
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	1 239,91
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	3 549,00
БМК Лаврики д.34	165,00
Котельная МБУ «ЦБС»	337,21
АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	9 630,83
ООО «Теплоэнерго»	4 871,36
Котельная ООО «Энергия»	1 665,05

1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Потери тепловой энергии по каждой котельной за 2020 - 2022 гг. представлены в таблице 54.

Таблица 54. Потери тепловой энергии по каждой котельной за последние 3 года

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Величина потерь тепловой энергии, Гкал		
		2020	2021	2022
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	19 329,75	23 007,99	20 619,78
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	1 138,30	1 138,30	-
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	3 364,63	3 874	3 549,00
4	БМК Лаврики д.34	31,0	369,00	1 077,43
5	Котельная МБУ «ЦБС»	40,0	476,74	337,21
6	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	10 176	10 511,00	10 262,00
7	ГУП «ТЭК СПб»	н/д	986,10	866,79
8	ООО «Энергия»	354,84	525,27	1 695,09
9	ООО «Теплоэнерго»	-	-	1 331,63

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Потребители, присоединенные к централизованной системе теплоснабжения, имеют различные схемы присоединения, наиболее распространенная – присоединение с помощью ИТП.

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

Сведения о приборах коммерческого учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствуют.

С целью повышения эффективности использования энергетических ресурсов жилищным фондом, бюджетными учреждениями, повышения энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры городского поселения и сокращение расходов на оплату энергоресурсов, необходимо предусмотреть (в случае отсутствия) установку приборов учета тепловой энергии.

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

В соответствии с требованиями части 15 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115 при эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление, при мощности менее 10 Гкал/час диспетчерское управление устанавливается по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.

В организации, осуществляющей производственную деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии, организовывается круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

Если оборудование системы теплоснабжения эксплуатируется различными организациями, между ними должны быть организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией.

Управление организовывается с распределением функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также с учетом подчиненности нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Для каждого диспетчерского уровня устанавливаются две категории управления оборудованием и сооружениями - оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах разного оперативного подчинения.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся под руководством диспетчера.

В оперативном ведении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв тепловых энергоустановок и системы теплоснабжения в целом, режим и надежность тепловых сетей, а также настройка противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся с разрешения диспетчера.

Все тепловые энергоустановки и сети распределяются по уровням диспетчерского управления.

Перечни теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров, составляются с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждаются руководством организации.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления регламентируются соответствующими типовыми положениями.

Взаимоотношения специалистов различных уровней управления в организации регламентируются местными инструкциями.

Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

В каждой организации разрабатываются инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, ведению оперативных переговоров и записей, производству переключений и ликвидации аварийных режимов с учетом специфики и структурных особенностей энергоустановок. В организации, осуществляющей производственную деятельность на тепловых энергоустановках, составляется и утверждается техническим руководителем организации список лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров с энергоснабжающей организацией системы теплоснабжения, который необходимо сообщить ей.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведутся с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

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

На территории городского поселения находится один центральный тепловой пункт по ул.Оборонная д. 51. Данный центральный тепловой пункт находится на балансе потребителя.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

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

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории Муринского городского поселения представлен в таблице 55.

Таблица 55. Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории Муринского городского поселения

№ п/п	Наименование (назначение) объекта	Место расположения объекта	Ориентировочные сведения об объекте (год постройки, технические характеристики, площадь)	Для объектов инженерной инфраструктуры: протяжённость, диаметр, материал трубопроводов, объем и материал систем водоотведения и водоснабжения и т.д.	Сведения о предполагаемом собственнике, владельце, пользователе
1	Тепловая сеть, в границах от первых сварных стыков после отключающей арматуры (2Ду250 мм) на подающем и обратном трубопроводах со стороны источника теплоснабжения в ТК-11 (магистральная) до ИТП №1,2,3 д. 10/18, г. Мурино, ул. Шувалова	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское сельское поселение, пос. Мурино, ул. Шувалова, д. 10/18, (уч-к 27, кад. № 47:07:0722001:414)	протяженность 336,49 м (в двухтрубном исчислении), год постройки 2016	Ø219 мм – 197,84 м.; Ø133 мм – 134,61 м.; Ø76 мм – 4,04 м.	бесхозяйные

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

В соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3 и 4 утвержденных приказом министерства энергетики Российской Федерации №278 от 30.06.2003 г.) энергетические характеристики должны разрабатываться для систем теплоснабжения с расчетной тепловой нагрузкой 100 Гкал/ч и более по следующим показателям: разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах; удельный расход электроэнергии; удельный расход сетевой воды, потери тепловой энергии и потери сетевой воды.

Пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и основанию энергетических характеристик за исключением потерь тепловой энергии и потерь теплоносителя ТСО не предоставлены.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

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

На территории городского поселения действуют следующие источники централизованного теплоснабжения:

- Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»;
- Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»;
- Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»;
- БМК Лаврики д.34;
- Котельная МБУ «ЦБС»;
- Котельная ООО «Энергия»;
- Котельная АО «НПО «Поиск».

Также по территории городского поселения проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии на территории Муринского городского поселения представлены на рисунках 28 – 36.

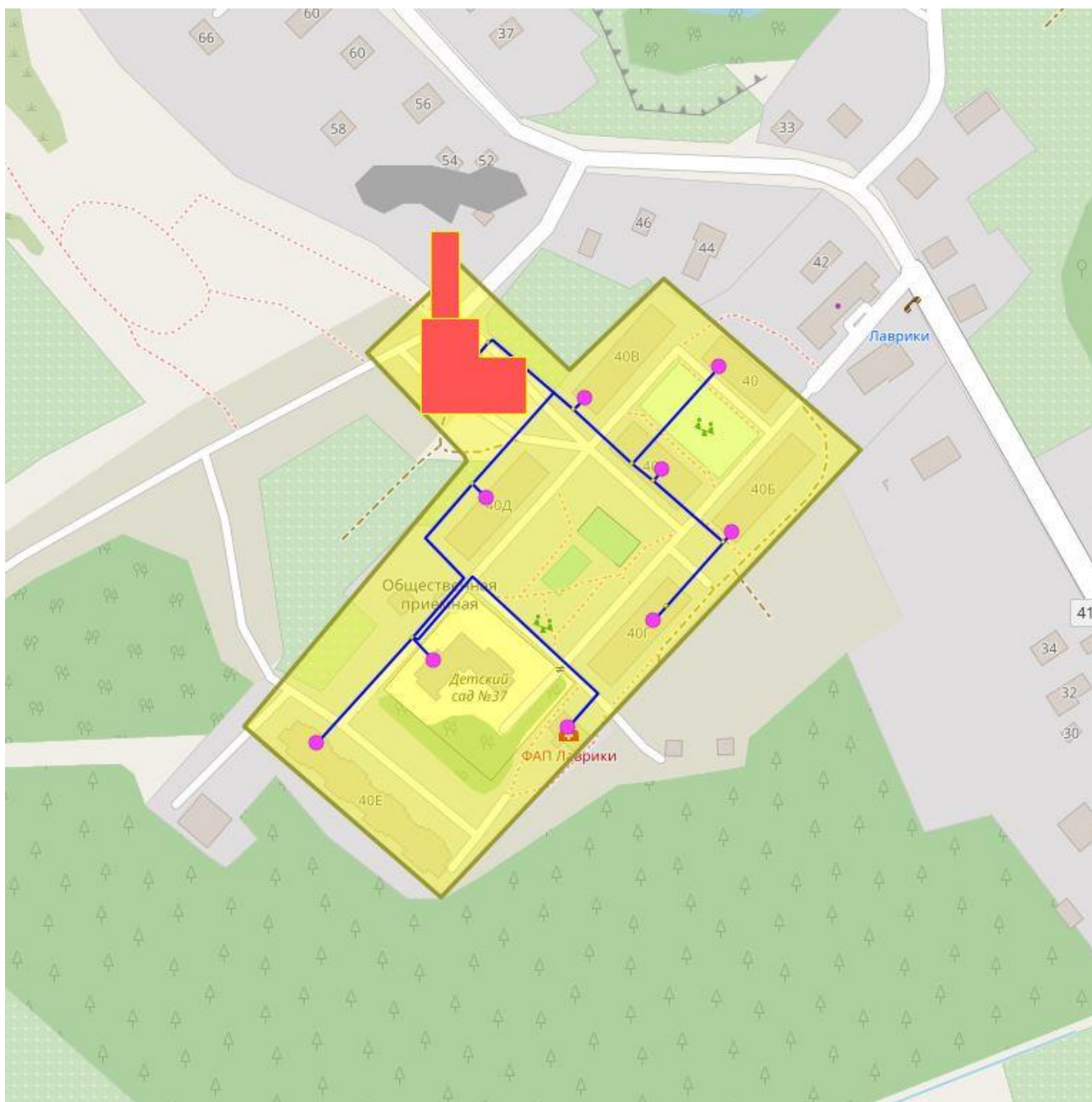


Рисунок 28. Зона действия котельной МБУ «ЦБС»



Рисунок 29. Зона действия котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

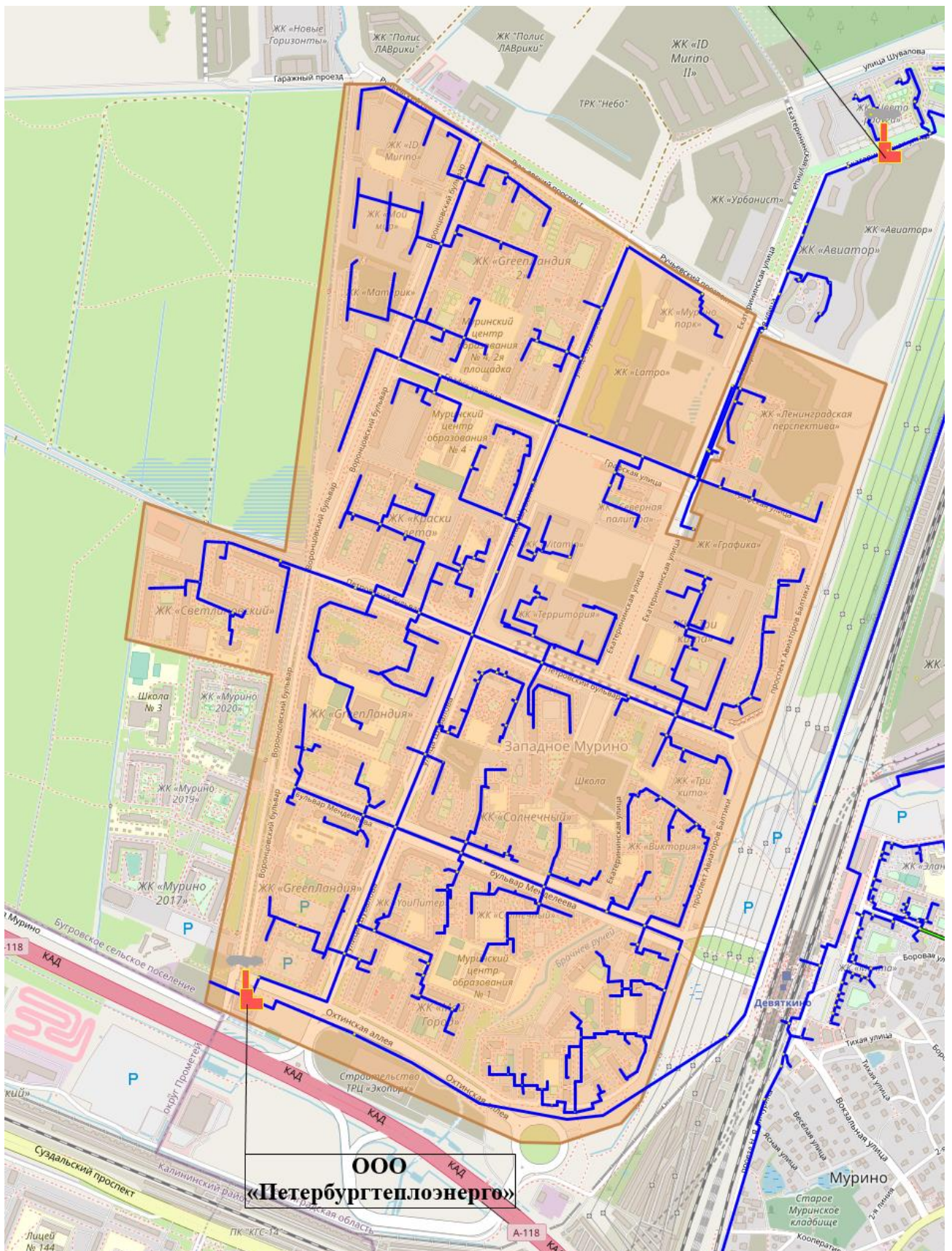


Рисунок 30. Зона действия котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

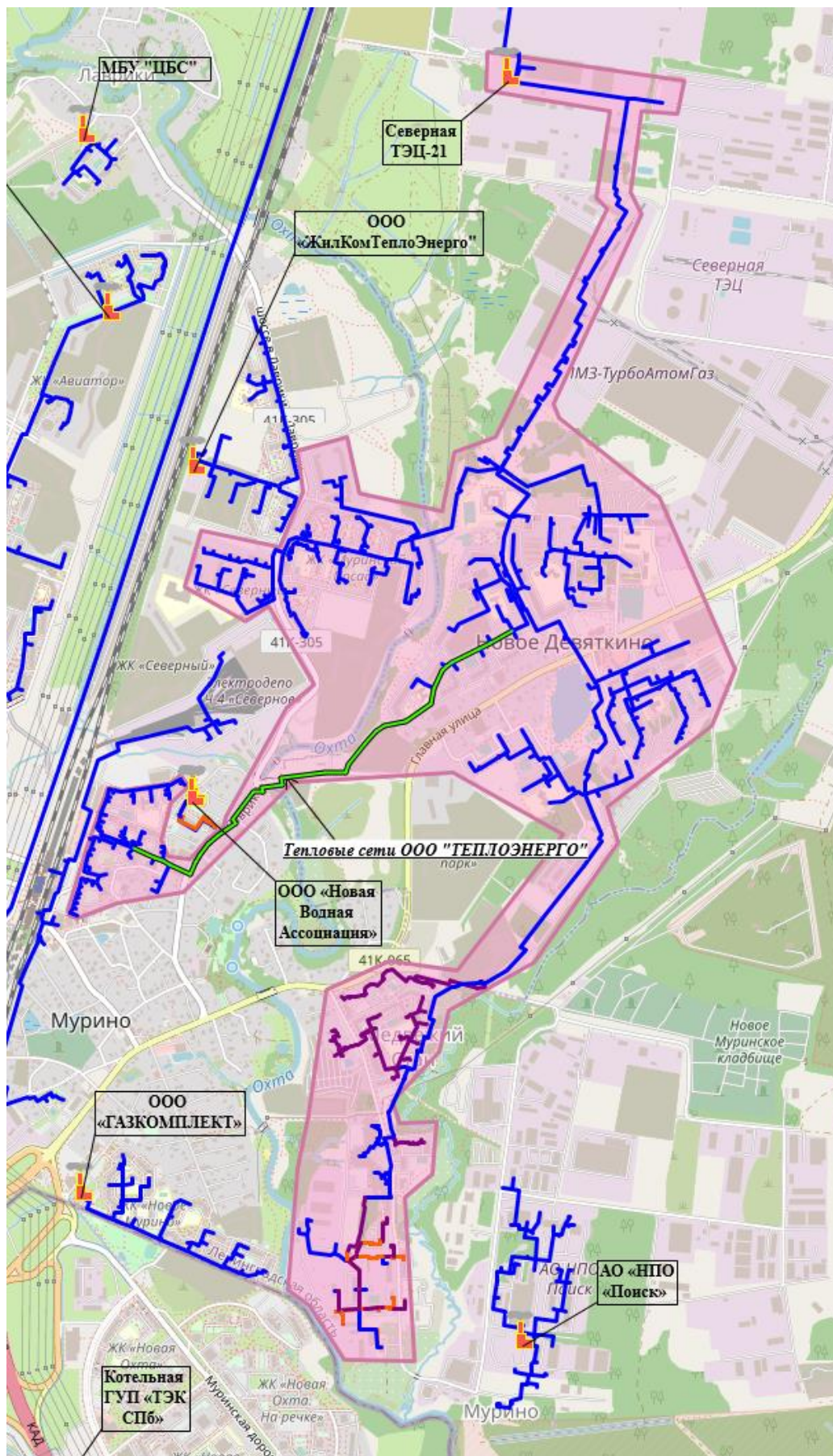


Рисунок 31. Зона действия источника теплоснабжения Северная ТЭЦ-21 (ПАО «ТГК-1»)

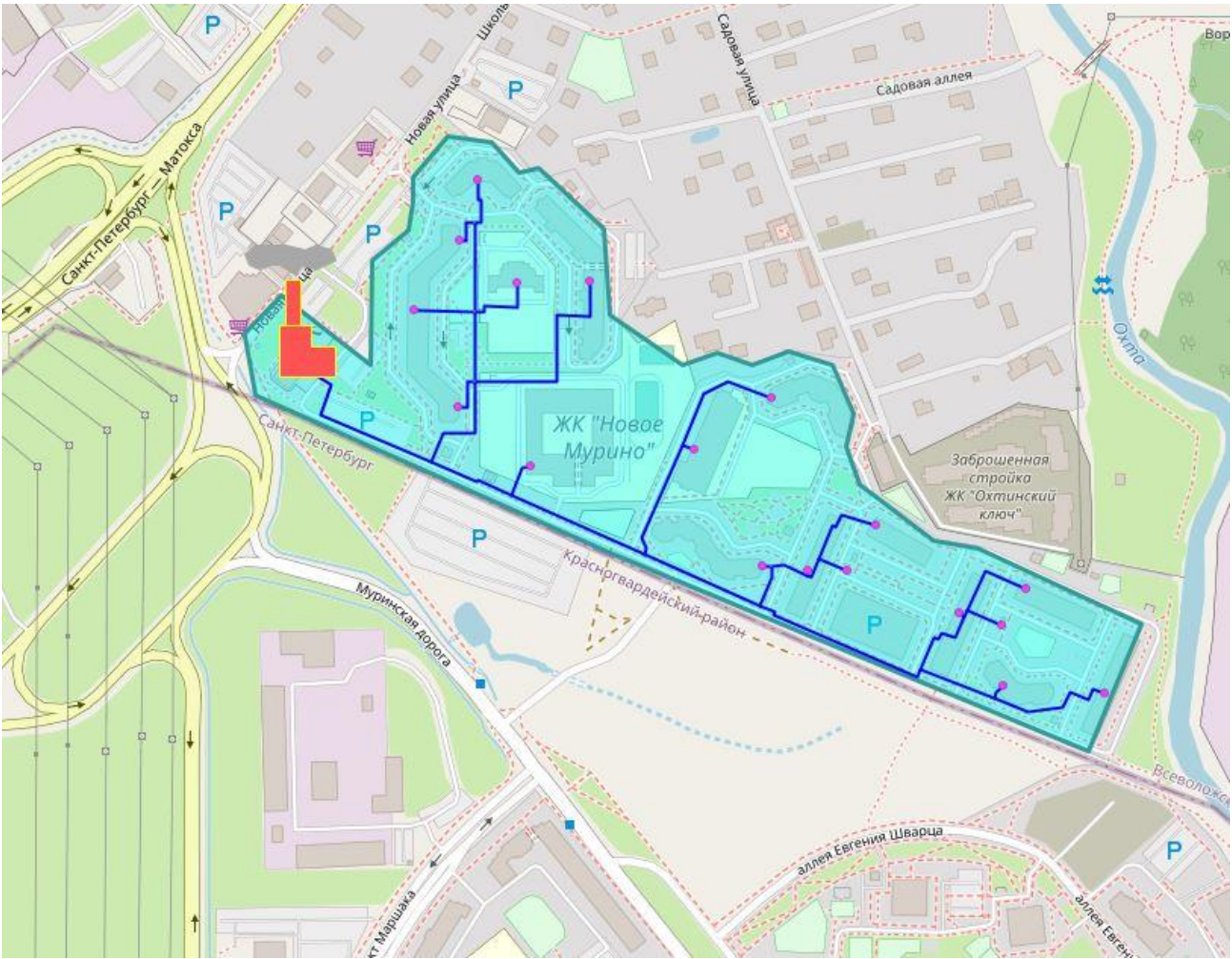


Рисунок 32. Зона действия котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

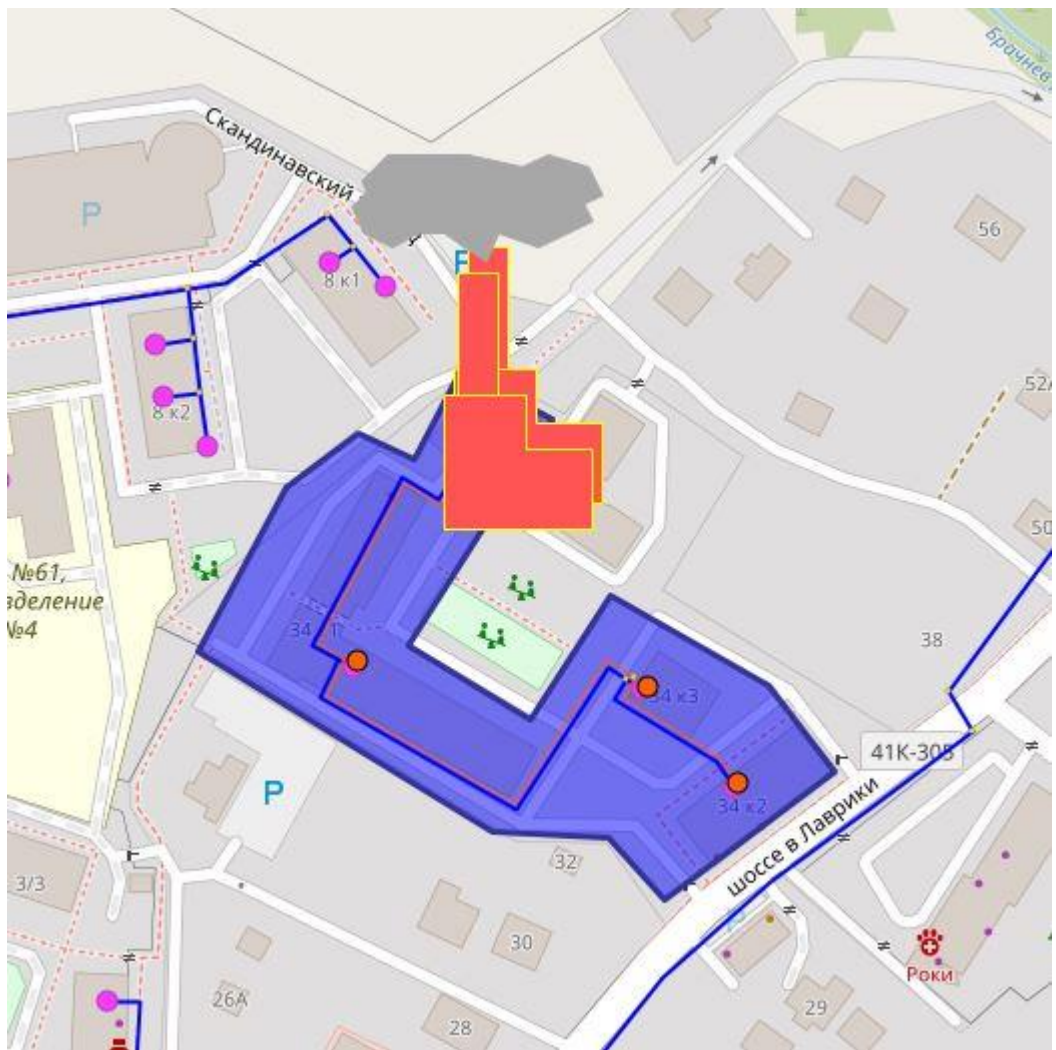


Рисунок 33. Зона действия БМК Лаврики д.34 ООО «Новая Водная Ассоциация»

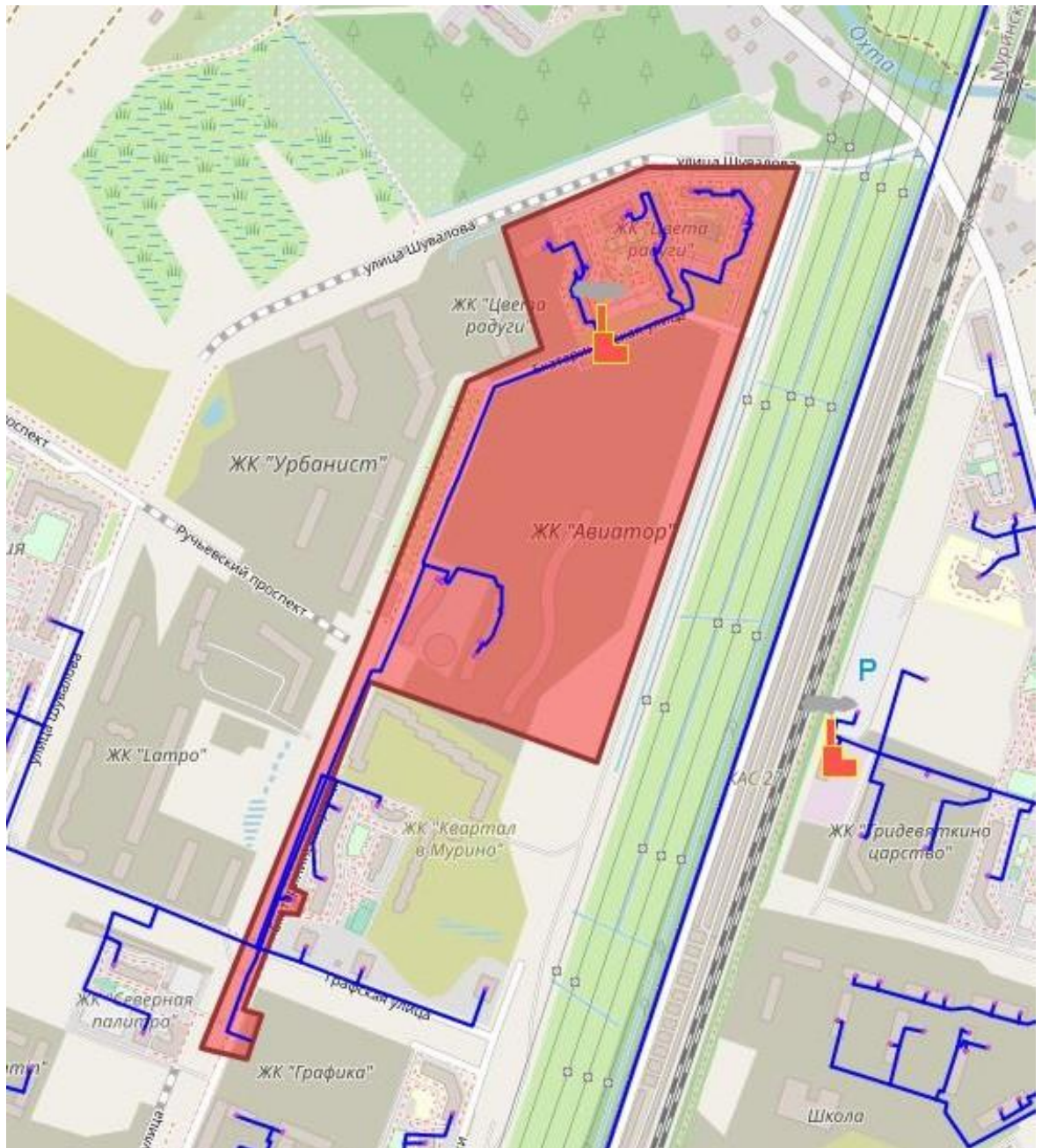


Рисунок 34. Зона действия котельной ООО «Энергия»

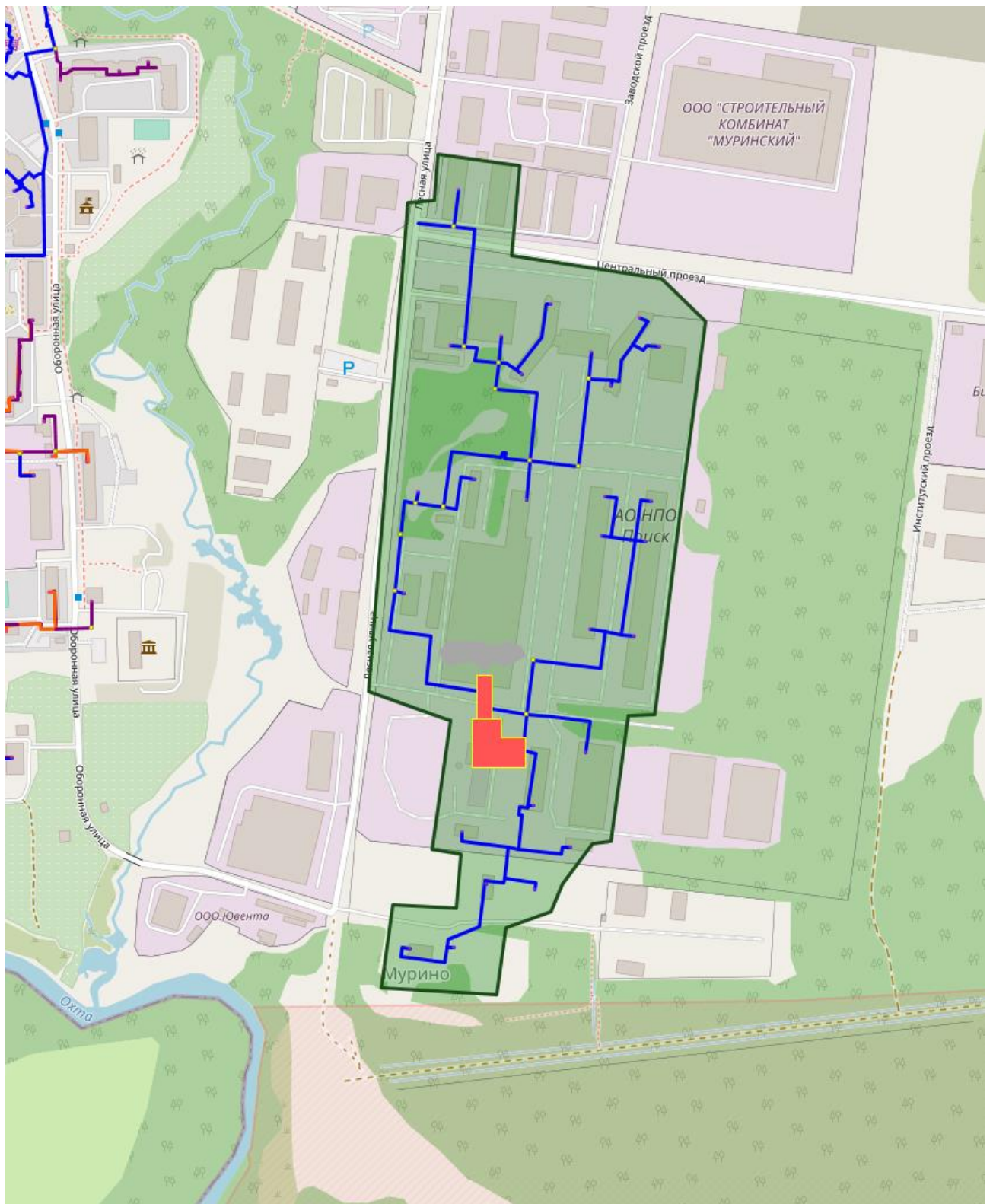


Рисунок 35. Зона действия котельной АО «НПО «Поиск»

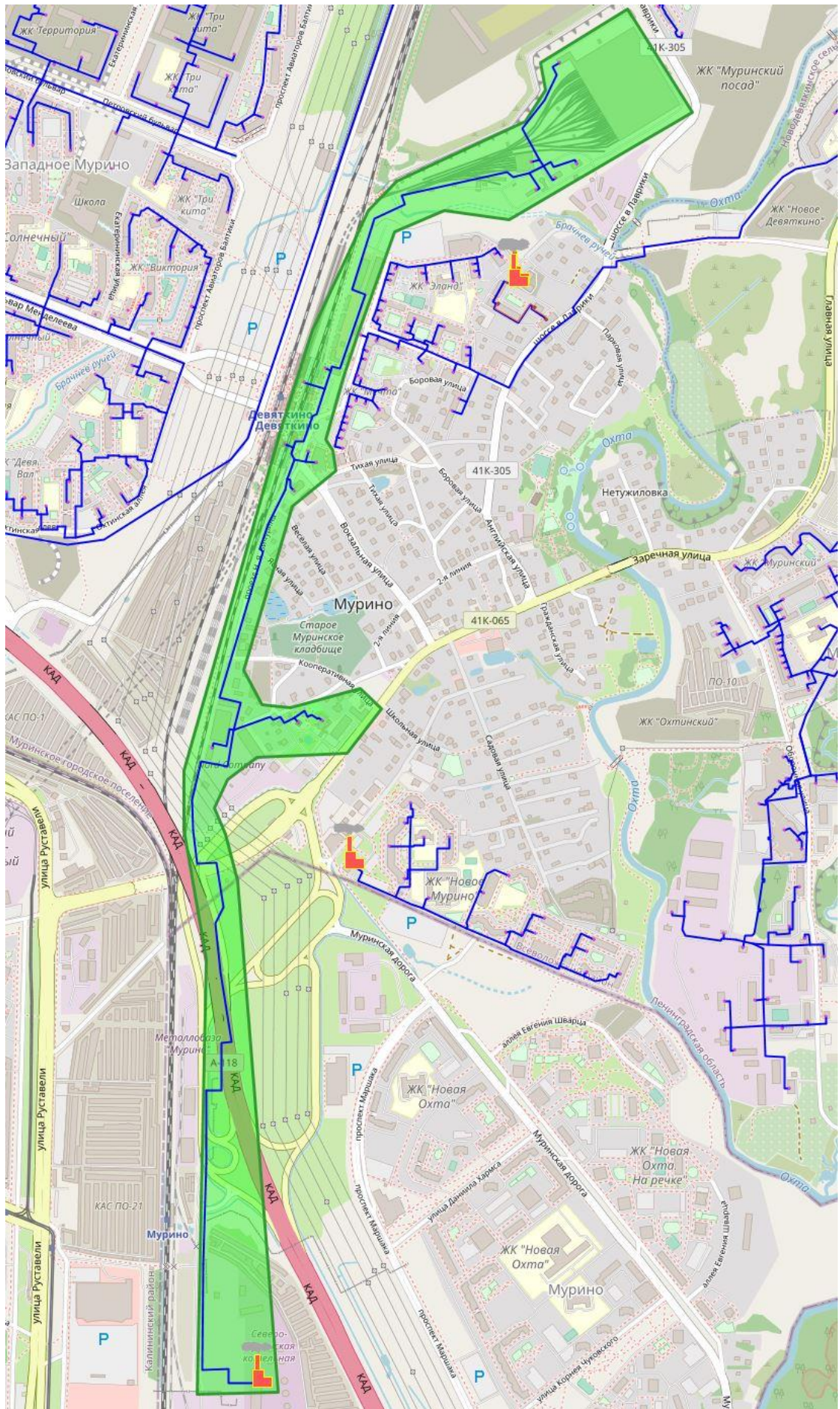


Рисунок 36. Зона действия котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

1.5. 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

Для оценки фактического состояния схемы теплоснабжения Муринского городского поселения определен коэффициент перевода договорных нагрузок в фактические. Для этого был проведен анализ фактических полезных отпусков тепловой энергии по каждому источнику централизованного теплоснабжения за 2022 год. Длительность отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций Муринского городского поселения.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода в 2022 году составила 233 дня (5592 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 56.

Таблица 56. Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха
	2022
январь	-4,1
февраль	-1,2
март	-0,3
апрель	4,3
май	10,0
июнь	17,6
июль	19,9
август	20,6
сентябрь	10,3
октябрь	8,1
ноябрь	0,5
декабрь	-3,2

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2020, составляет -24 °С.

В настоящее время, в границах Муринского городского поселения, территория которого поделена на 11 участков, действуют несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за 2022 год представлен в таблице 57.

Таблица 57. Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

Участок	Наименование системы теплоснабжения	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
Участок 1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	484 144,86
Участок 1	Котельная ООО «Энергия»	41 553,01
Участок 4	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70
Участок 10	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	39 664,74
Участок 8	БМК Лаврики д.34	4 507,53
Участок 2	Котельная МБУ «ЦБС»	1 853,31
Участок 3,5,6,8,9,11	Северная ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	279 400,05
Участок 7	ГУП «ГЭК СПб»	9 397,93
Производственная зона Мурино	АО «НПО «Поиск»	12 627,52

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников тепловой энергии Муринского городского поселения за 2022 год представлен в таблице 58.

Таблица 58. Значения полезного отпуска тепловой энергии в 2022 году

№ п/п	Источник	Производство тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	383 188,15	5 747,81	20 619,78	484 144,86
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70	0,00	0,00	30 999,70
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	43 853,74	640,00	3 549,00	39 664,74
4	БМК Лаврики д.34	5 584,96	27,43	1 050,00	4 507,53
5	Котельная МБУ «ЦБС»	2 217,13	26,61	337,21	1 853,31
6	Котельная ООО «Энергия»	44 140,93	892,83	1 695,09	41 553,01

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 59. Значения полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2022 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2022 году, Гкал	Расчетная нагрузка на отопление/вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	484 144,86	143,46	21,26	7,02	171,74
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70	8,86	1,48	0,00	10,34
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	39 664,74	13,59	0,90	1,30	15,79
4	БМК Лаврики д.34	4 507,53	1,56	0,14	0,40	2,09
5	Котельная МБУ «ЦБС»	1 853,31	0,84	0,00	0,15	0,99
6	Котельная ООО «Энергия»	41 553,01	16,00	0,80	0,69	17,48

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

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории МО не зафиксировано.

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

Величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом определена в разрезе источников тепловой энергии и представлена таблице 60.

Таблица 60. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Источник	Ед. измерения	Потребление тепловой энергии за отопительный период	Годовое потребление тепловой энергии
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Гкал	430 878,54	484 144,86
отопление, вентиляция	Гкал	315 961,39	315 961,39
ГВС	Гкал	114 917,15	168 183,46
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Гкал	27 363,07	30 999,70
отопление, вентиляция	Гкал	19 517,39	19 517,39
ГВС	Гкал	7 845,68	11 482,31
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Гкал	37 393,22	39 664,74
отопление, вентиляция	Гкал	32 492,63	32 492,63
ГВС	Гкал	4900,59	7 172,11
БМК Лаврики д.34	Гкал	4 169,04	4 507,53
отопление, вентиляция	Гкал	3 438,78	3 438,78

Источник	Ед. измерения	Потребление тепловой энергии за отопительный период	Годовое потребление тепловой энергии
ГВС	Гкал	730,26	1 068,75
Котельная МБУ «ЦБС»	Гкал	1 853,31	1 853,31
отопление, вентиляция	Гкал	1 853,31	1 853,31
ГВС	Гкал	0,00	0,00
Котельная ООО «Энергия»	Гкал	39 553,44	41 553,01
отопление, вентиляция	Гкал	35 239,55	35 239,55
ГВС	Гкал	4 313,89	6 313,46

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

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета, утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 г. № 313 (приложение 2) (с изм. на 23 апреля 2021 г.), и представлены в таблице 61.

В таблице 62 представлены нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области от 11.02.2013 № 25.

Таблица 61. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/м ² общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,02595
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,02490
4	Дома постройки после 1999 года	0,01485

Таблица 62. Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:			
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	4,59	2,97	7,56
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	4,54	2,92	7,46

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	4,49	2,87	7,36
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	3,99	2,37	6,36
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	3,15	1,51	4,66
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	2,05	0,70	
3	Дома с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением, водонагревателями, оборудованные:			
3.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	7,56		7,56
3.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	7,46		7,46
3.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	7,36		7,36
3.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	6,36		6,36
4	Дома, оборудованные ваннами, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и водонагревателями на твердом топливе	6,18		6,18
5	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и газоснабжением	5,23		5,23
6	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением	4,28		4,28
7	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, газоснабжением, без централизованного водоотведения	5,23		
8	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения	4,28		
9	Дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	1,3		
10	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	3,16	1,72	4,88

1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения

Договорные тепловые нагрузки потребителей с разбивкой по эксплуатирующим организациям приведена в таблице 63.

Таблица 63. Договорные тепловые нагрузки потребителей с разбивкой по эксплуатирующим организациям

Теплоснабжающая организация	Источник	Вид тепловой нагрузки	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Всего	229,30
		Отопление/ вентиляция	193,43
		ГВС	35,88
ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Всего	15,90
		Отопление/ вентиляция	10,01
		ГВС	5,89
ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всего	22,94
		Отопление/ вентиляция	15,78
		ГВС	7,16
ООО «Новая Водная Ассоциация»	БМК Лаврики д.34	Всего	2,578
		Отопление/ вентиляция	1,595
		ГВС	0,983
МБУ «ЦБС»	МБУ «ЦБС»	Всего	0,733
		Отопление/ вентиляция	0,733
		ГВС	0,00
ООО «Энергия»	Котельная ООО «Энергия»	Всего	30,97
		Отопление/ вентиляция	26,26
		ГВС	4,70
ПАО «ТГК-1» (на территории Муринского ГП через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»)	Северная ТЭЦ-21	Всего	179,517
		Отопление/ вентиляция	115,354
		ГВС (макс.)	64,163

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

В таблице 64 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2022 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 64. Договорные и расчетные тепловые нагрузки

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Всего	229,30	164,72	64,58	28,16
	Отопление/ вентиляция	193,43	143,46	49,97	25,83
	ГВС	35,88	21,26	14,61	40,73

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Всего	15,90	10,34	5,56	34,97
	Отопление/вентиляция	10,01	8,86	1,15	11,47
	ГВС	5,89	1,48	4,41	74,91
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всего	22,94	14,50	8,44	36,81
	Отопление/вентиляция	15,78	13,59	2,19	13,86
	ГВС	7,16	0,90	6,26	87,38
БМК Лаврики д.34	Всего	2,58	1,70	0,88	34,19
	Отопление/вентиляция	1,60	1,56	0,03	2,11
	ГВС	0,98	0,14	0,85	86,25
Котельная МБУ «ЦБС»	Всего	0,73	0,84	-0,11	-14,80
	Отопление/вентиляция	0,73	0,84	-0,11	-14,80
	ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ООО «Энергия»	Всего	30,97	16,80	14,17	45,75
	Отопление/вентиляция	26,26	16,00	10,26	39,07
	ГВС	4,70	0,80	3,91	83,03
Северная ТЭЦ-21 (на территории Муринского ГП через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»)	Всего	179,517	122,58	56,93	31,72
	Отопление/вентиляция	115,354	120,93	-5,58	-4,84
	ГВС	64,163 (макс.)	1,65	62,51	97,43

Как видно из таблицы выше, по всем источникам теплоснабжения, за исключением котельной МБУ «ЦБС» значение договорной отопительной и нагрузки ГВС превышает расчетную.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах.

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

1) 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;

2) 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.);

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

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для актуализации схемы теплоснабжения городского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.

Указанные балансы сведены в таблицу 65. Резервы и дефициты источников тепловой мощности рассчитаны при аварийном выводе из работы самого мощного котла в соответствии с требованиями СП 89.13330.2016 Котельные установки.

Балансы тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 на территории Муринского ГП за 2022 год представлены в таблице 66.

Таблица 65. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто и подключенной нагрузки

Наименование показателя	Ед. измерения	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	БМК Лаврики д.34	Котельная МБУ «ЦБС»	Котельная ООО «Энергия»
Установленная мощность	Гкал/ч	199,52	20,64	29,75	2,795	1,29	37,83
Располагаемая мощность	Гкал/ч	199,52	20,64	29,75	2,795	1,29	37,83
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,93	0,00	0,55	0,02	0,01	0,48
	%	0,47	0,00	1,85	0,68	0,93	1,27
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	198,59	20,64	29,20	2,776	1,28	37,35
Тепловая мощность, получаемая от Северной ТЭЦ-21	Гкал/ч	100,00	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	7,02	0,00	1,30	0,40	0,153	0,69
	%	4,09	0,00	8,21	18,89	15,39	3,92
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/ч	164,72	10,34	14,50	1,70	0,84	16,80
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/ч	171,74	10,34	15,79	2,09	0,99	17,48
Резерв (+)/Дефицит (-)	Гкал/ч	126,85	10,30	13,41	0,68	0,28	19,87
	%	63,88	49,91	45,91	24,65	22,18	53,19
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	148,71	13,76	18,88	1,19	0,63	20,15
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	142,59	8,63	12,54	1,45	0,73	14,31
Резерв (+)/Дефицит (-)	Гкал/ч	106,12	5,13	6,34	-0,26	-0,09	5,84
	%	71,36	37,25	33,56	-21,87	-14,82	28,97

Таблица 66. Балансы тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 на территории Муринского ГП за 2022 год

Наименование	Единица измерения	2022
Северной ТЭЦ-21		
Установленная тепловая мощность Северной ТЭЦ-21	Гкал/час	1208
Располагаемая тепловая мощность Северной ТЭЦ-21	Гкал/час	1148
Потери в тепловых сетях (тепломагистраль «Ново-Девятикино»)	Гкал/час	10,7
Присоединенная (фактическая) нагрузка потребителей на территории Муринского ГП	Гкал/час	179,517
ОВ	Гкал/час	115,354
ГВС (макс)	Гкал/час	64,163
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	289,66
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,26
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	279,40

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

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Как видно из таблицы 65 при выводе из работы самого мощного котла, дефицит тепловой мощности на БМК Лаврики д.34 составляет 0,26 Гкал/ч. Схемой теплоснабжения рекомендуется установить дополнительный котел, который после ввода в эксплуатацию позволит устранить дефицит тепловой мощности.

На котельной МБУ «ЦБС» также наблюдается дефицит тепловой мощности при выводе самого мощного котла и составляет 0,09 Гкал/ч. Существующая тепловая мощность котельной МБУ «ЦБС» позволит обеспечить тепловую нагрузку потребителей при расчетной температуре наружного воздуха не ниже (-18,43 °С). В связи с этим, требуется замена котельного оборудования.

На остальных источниках Муринского городского поселения дефицит тепловой мощности отсутствует.

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 к потребителю

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в пункте 1.3.8.

1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

При выводе из работы самого мощного котла, на БМК Лаврики д.34 образуется дефицит тепловой мощности, составляющий 0,26 Гкал/ч. В случае поломки самого мощного котла на котельной возможно снижение параметров внутреннего воздуха у потребителей.

Схемой теплоснабжения рекомендуется установить дополнительный котел, который после ввода в эксплуатацию позволит устранить дефицит тепловой мощности.

На котельной МБУ «ЦБС» также наблюдается дефицит тепловой мощности при выводе самого мощного котла и составляет 0,09 Гкал/ч. В связи с этим, требуется замена котельного оборудования.

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

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников тепловой энергии показаны в пункте 1.6.1. Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

1.7. Балансы теплоносителя

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

Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»

Химводоподготовка на котельной отсутствует, подпитка тепловой сети осуществляется от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1».

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Химводоподготовка осуществляется с помощью добавления в воду комплексонов.

Таблица 67. Характеристика ХВО котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Наименование источника	Наличие охладителя пара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2022г.
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	нет	0,7	Эктоскейл (Ektoscale) 450-1, Комплексонат НТФ-цинк	25,0

Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

В состав установки химводоподготовки, используемой на котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ», входят:

- Автоматическая установка умягчения непрерывного действия 1-ой ступени HYDROTECH STF 1865-9500 SEM;
- Автоматическая установка умягчения периодического действия 2-ой ступени HYDROTECH SSF 1465-7700 SET;
- Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 140;
- Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 170.

Характеристика ХВО котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлена в таблице 68.

Таблица 68. Характеристика ХВО котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Наименование источника	Наличие охладителя пара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/ КУ-2) жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2022г	Наличие бака взрыхления (да/нет)
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» (г. Мурино ул. Новая 7, стр.1)	нет	0,8	Катионит КУ-2-8	2,07	Да

БМК Лаврики д.34

Характеристика системы химводоочистки на блочно-модульной котельной Лаврики д.34 представлена в таблице 69.

Таблица 69. Характеристика ХВО БМК Лаврики д.34

Наименование источника	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/ КУ-2) жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2022г.	Наличие бака взрыхления (да/нет)	Температура воды после подогревателя сырой (исходной) воды, °С
БМК Лаврики 34	0,75	Натрий-катионит «Tulsion T-42 Na»	18,35	да	Подогреватель воды отсутствует, сырая вода с температурой 15 °С

Котельная МБУ «ЦБС»

Сведения о наличии ХВО на источнике отсутствуют.

Котельная ООО «Энергия»

Характеристика системы химводоочистки на котельной ООО «Энергия» представлена в таблице 70.

Таблица 70. Характеристика ХВО котельной ООО «Энергия»

Наименование источника	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/ КУ-2) жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2022г.	Наличие бака взрыхления (да/нет)	Температура воды после подогревателя сырой (исходной) воды, °С
Котельная ООО «Энергия» (г. Мурино, ул. Екатерининская д.32 стр.1)	-	-	1320	-	10

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

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии приведены в таблице 71.

Таблица 71. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование	Ед. изм.	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация»	Котельная МБУ «ЦБС»	Котельная ООО «Энергия»
Производительность водоподготовительных установок	м³/час	-*	0,53	0,81	0,032	0,02	0,85
Объем системы теплоснабжения	м³	5883,97	156,59	253,47	2,15	7,27	59,37
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м³/час	14,71	0,39	0,63	0,01	0,02	0,15
Предельный часовой расход на заполнение	м³/час	350,00	65,00	100,00	10,00	10,00	25,00
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м³/час	364,71	65,39	100,63	10,01	10,02	25,15
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м³/час	-*	3,13	5,07	0,04	0,15	1,19
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м³/час	-	0,14	0,18	0,027	0,002	0,70
Доля резерва	%	-	26,14%	21,77%	83,22%	9,09%	82,54%

*Водоподготовки на котельной нет – подпитка производится сетевой водой, полученной от АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

На источниках муниципального образования в качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного - дизельное топливо. Сведения о потреблении используемого топлива за 2022 год представлены в таблице 72.

Таблица 72. Потребление топлива источниками за 2022 год

Источник	Основное/ резервное топливо	Производство тепловой энергии, Гкал	Потребление натурального топлива, тыс. м ³ / т	Потребление условного топлива, т.у.т.	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг. у.т./Гкал
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	газ / дизельное топливо	383188,15	52197,399 / 1,121	60668,07 / -	151,83
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	газ / дизельное топливо	30999,7	4200 / -	4873,99	157,23
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	газ / дизельное топливо	43853,74	6071,16/-	6854,34	156,30
БМК Лаврики д.34	газ / дизельное топливо	5584,96	764 / -	884,06	158,29
Котельная МБУ «ЦБС»	газ / дизельное топливо	2217,13	302 / -	351,57	158,57
Котельная ООО «Энергия»	газ/-	44140,93	6 074,16	6924,39	156,87
Котельная АО «НПО «Поиск»	газ/-	14619,07	2046,92	2369,75	162,10

Суммарный расход топлива за 2022 год составил 71 655,64 тыс. м³.

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

Резервное топливо на котельных является – дизельное топливо. Все котельные обеспечиваются топливом в соответствии с нормативными требованиями.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Данных по особенностям характеристик топлива не предоставлено. Природный газ на котельные подается в соответствии с договорами поставок с ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург».

Доставка дизельного топлива осуществляется автомобильным транспортом.

1.8.4. Использование местных видов топлива

На всех котельных Муринского городского поселения использование местных видов топлива не предусмотрено.

1.8.5. 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, используемого на котельных Муринского городского поселения, является природный газ. В качестве резервного топлива используется дизельное топливо.

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках Муринского городского поселения.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»
филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» – Северное ЛПУМГ
Адрес: 188660, Российская Федерация, Ленинградская область,
муниципальный район Всеволожский, сельское поселение Бугровское,
массив Мендсары, сооружение 10

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер - первый заместитель
директора филиала
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» -
Северное ЛПУМГ



Ю.П. Ерохин
Ю.П. Ерохин
«29» декабря 2022 г.

Паспорт № 09-07/728-12-2022
качества газа горючего природного за декабрь 2022 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводам Грязовец-Ленинград 1, Грязовец-Ленинград 2, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница 1, Ленинград-Выборг-Госграница 2

наименование газопровода

покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты) согласно перечню, исходящий номер № 10-2/21258 от 07.12.2020

наименование ГРС, на которые распространяются данные

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: узел подключения КС «Северная» до крана № 7
наименование ГРС, ГРП и др.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	96,26
	этан			не нормируется	2,72
	пропан			не нормируется	0,198
	изо-бутан			не нормируется	0,050
	норм-бутан			не нормируется	0,0289
	нео-пентан			не нормируется	0,0025
	изо-пентан			не нормируется	0,0068
	норм-пентан			не нормируется	0,0048
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0247
	диоксид углерода			не более 2,5	0,316
	азот			не нормируется	0,373
	кислород			не более 0,050	менее 0,005
	водород			не нормируется	менее 0,001
гелий	не нормируется	0,0079			
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,12
		ккал/м ³		не менее 7600	8149
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50	49,81
		ккал/м ³		9840-13020	11897
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008 ГОСТ 17310-2002	не нормируется	0,6944 0,694
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	менее 0,0010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	минус 22,3
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	не нормируется	не нормируется	6,0
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	не определяется

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГТТ коммунально-бытового назначения. Для ГТТ промышленного назначения показатель устанавливается 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 - 7 определены в Химической лаборатории Северного ЛПУМГ. Адрес лаборатории: 188660, РОССИЯ, Ленинградская область, Всеволожский р-н, Бугровское сельское поселение, массив Мендсары, соор. 10, КС «Северная», лит. Ж, здание диспетчерской.

Ведущий инженер-химик

В.Сергиева
подпись

Е.Г. Сергиева
ф.и.о

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана _____

наименование региональной компанией по реализации газа и филиала

покупателю (потребителю) _____

по его запросу

наименование предприятия

«___» _____ 20__ г.

Рисунок 38. Паспорт качества природного газа (лист 2)



Система менеджмента
Сертификация
№ РОСС RU.13СК03.00563
до 18.01.2019г.

Изготовлено в России
Изготовитель: ООО "КИНЕФ"
187110, г.Киреевск, Липецкая обл.,
шоссе Затурино, 1



Аналитический центр
Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510501

Паспорт продукции № 113

Топливо дизельное ЕВРО, легкое, сорта С,
экологического класса КС (ДТ-Л-КС) по ГОСТ 32511-2013
(Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-РУ.СХ28.В.12961
с 07.12.2017 по 06.12.2020)



Код ОКПД2 19.20.21.315

Номер резервуара: 14

Валы: 1040

Тоннаж: 7723

Дата изготовления продукта

08V

13.10.18

Номер партии: 113

Дата отбора проб по ГОСТ 2517:

13.10.18

Дата проведения анализа продукции: 13.10.18

№	Наименование показателей	Норма ТР ТС	Норма	Факт. данные	Метод испытания
1.	Цетановое число, не менее	51	51,0	52,2	ГОСТ 3122
2.	Цетановый индекс, не менее	-	46,0	55,7	EN ISO 4264
3.	Плотность при 15°C, кг/м ³	-	820,0-845,0	828,4	ГОСТ Р 51069
4.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %, не более	8	8,0	2,7	ГОСТ EN 12916
5.	Массовая доля серы, мг/кг, не более, для топлива: К5	10	10,0	4,0	ГОСТ ISO 20846
6.	Температура вспышки, определенная в закрытом тигле, °C, мин	55	55	67	ГОСТ 6356
7.	Коксуемость, 10%-ного остатка перегонки, % масс., не более	-	0,3	0,01	ГОСТ 19932
8.	Зольность, % масс., не более	СТАНДАРТНЕЙ	-	отсутствует	ГОСТ 1461
9.	Массовая доля воды, мг/кг, не более	-	200	28,5	EN ISO 12937
10.	Общее загрязнение, мг/кг, не более	-	24	2	EN 12662
11.	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °C), единицы по шкале	-	Класс 1	класс 1	ГОСТ ISO 2160
12.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м ³ , не более	-	25	3	ГОСТ Р EN ISO 12205
13.	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа (wsd 1,4) при 60°C, мкм, не более	460	460	400	ГОСТ ISO 12156-1
14.	Кинематическая вязкость при 40 °C, мм ² /с	-	2,00-4,50	2,782	ГОСТ 33
15.	Фракционный состав:				ГОСТ 2177 (метод А)
	при температуре 250 °C перегоняется, % об., не менее	-	63	35,3	
	при температуре 350 °C перегоняется, % об., не менее	-	85	93,0	
	95% об. перегоняется при температуре, °C, не выше	360	360	357	
16.	Предельная температура фильтруемости, °C, не выше	-	минус 5	минус 9	ГОСТ 22254
	Присадки:				
	- противокnockная присадка 'Korokory LA 99C', % масс.			0,0245	
	- антистатическая присадка 'Stadis 450', % масс.			отсутствует	
	- депрессорно-диспергирующая 'OFI 8863', % масс.			отсутствует	
	- цетаноповышающая присадка 'Kerobisol BHN', % масс.			отсутствует	

Значения соответствуют требованиям ГОСТ 32511-2013, и требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту".

По характеристикам топливо соответствует классу 5, согласно приложению №3 технического регламента ТР ТС.

Декларация безопасности

Топливо дизельное ЕВРО по степени воздействия на организм человека относится к классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Меры предосторожности при хранении, транспортировании, использовании и утилизации соответствуют с требованиями ГОСТ 32511-2013

Зам. начальника АЦ по контролю качества

Начальник лаборатории

Инженер-лаборант

Дата выдачи паспорта:



Голова Т.А. Золотой

Милдретова Е.М.

13.10.18

Голова Н.В.

**КОПИЯ
ВЕРНА**

13.10.18

Рисунок 39. Паспорт качества дизельного топлива

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

В качестве преобладающего вида топлива в Муринском городском поселении используется природный газ, который задействован на всех источниках централизованного теплоснабжения.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения Муниципального образования и представлен в последующих главах Обосновывающих материалов настоящей Схемы.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2018-2022 гг. представлена в разделе 1.3.9.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2018-2022 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

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

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

Карты-схемы тепловых сетей приведены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения на территории муниципального образования «Муринское городское поселение» отсутствуют.

1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило.

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Сведения о восстановлении тепловых сетей отсутствуют.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», раскрытию подлежит информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

представлены в таблице 73.

Таблица 73. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Петербургтеплоэнерго»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022		
			Общее(пр-во + передача)	Производство	Передача
I	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)				
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	382,02	353,93	28,10
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	33 599,30	29 594,10	4 005,20
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	44 972,39	37 770,60	7 201,79
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	10 559,97	4 960,57	5 599,40
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	5 347,32	5 307,80	39,51
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	9,50	2,92	6,58
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	10,68	9,39	1,29
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
9	Арендная плата	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 478,75	1 797,19	681,56
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	97 359,92	79 796,49	17 563,44
II	Расчет неподконтрольных расходов				
1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	15 495,72	15 495,72	0,00
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	14 995,80	14 995,80	0,00
2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	13 581,66	11 406,72	2 174,94
3.	% за обслуживание заемных средств		5 581,20	4 574,37	1 006,83
4.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	182 986,40	54 064,11	128 922,29
5.	Передача тепловой энергии по сетям		15 308,25	0,00	15 308,25
	ИТОГО	тыс.руб.	232 953,22	85 540,91	147 412,31
5*	Налог на прибыль	тыс.руб.	99,03	81,16	17,86
	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	233 052,25	85 622,08	147 430,18
III	Расходы на приобретение энергетических ресурсов				
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	223 059,03	223 059,03	0,00
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	24 991,60	24 991,60	0,00
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	284 314,54	284 314,54	0,00
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	150,05	150,05	0,00
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
	ИТОГО ресурсов	тыс.руб.	532 515,22	532 515,22	0,00
IV	нормативная прибыль		396,12		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022		
			Общее(пр-во + передача)	Производство	Передача
V	расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	16 733,22		
VII	Корректировка НВВ	тыс.руб.	42 875,31		
	Итого НВВ	тыс.руб.	922 932,04		
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	430,00		
	население		281,83		
	прочие потребители		148,17		
	Тариф (себестоимость)	руб./Гкал	2 146,34		

Основные показатели деятельности ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 74.

Таблица 74. Основные технико-экономические показатели деятельности ГУП «ТЭК СПб»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Производство. Теплоноситель; Передача. Тепловая энергия; Передача. Теплоноситель; Сбыт. Тепловая энергия; Сбыт. Теплоноситель Территория оказания услуг: Всеволожский муниципальный район, Муринское (41612103); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	23 631,75
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	49 642,88
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	11 014,45
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	1 804,59
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,10
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.2.2	мазут	х	х
3.2.2.1	объем	тонны	
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.2.4	способ приобретения	х	
3.2.3	дрова	х	х
3.2.3.1	объем	м3	
3.2.3.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	
3.2.3.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.3.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	2 530,96
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,11
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	355,9848
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	683,48
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	23,70
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	3 535,83

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 073,59
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 945,84
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	529,51
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	18 541,21
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	20,80
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	8 397,81
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	11,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	905,03
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	5,19
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	2,35
	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		есть
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	438,33
3.15.1	Материалы текущего ремонта	тыс. руб.	131,36
3.15.2	Услуги СПб ГУП ВЦКП МК ЖХ	тыс. руб.	155,43
3.15.3	Услуги сопровождения расчетов по прямым договорам	тыс. руб.	74,13
3.15.4	Услуга по передаче тепловой энергии	тыс. руб.	0,00
3.15.5	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,44
3.15.6	Прочие производственные расходы	тыс. руб.	76,96
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-26 011,13
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-27 142,30
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	6 797,53
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	6 797,53
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	6 799,94
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	2,41
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=53f480b4-99c6-4d78-8990-1cf331eeba6e
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	7,75

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	13,88
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	13,5272
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	11,8541
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	10,1499
11.1.1	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	0,7863
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	1,7042
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	33,28
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,88
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1,17
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	5,52
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	1,32
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	161,5881
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	161,5881
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	160,3316
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	26,85
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	1,07
21	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=3edd177c-a438-4e84-bdce-c221c328c05d
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=563bc578-f8f4-43b8-a21a-aeca894d25d5

Основные показатели деятельности ООО «Энергия» представлены в таблице 75.

Таблица 75. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Энергия»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	22994,47	20323,78	2670,69
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.			
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	3827,18	3827,18	
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	17834,42	15163,73	2670,69
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.			
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	17834,42	15163,73	2670,69
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	752,24	752,24	
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.			
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	201,47	201,47	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	379,16	379,16	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	12682,47	11694,46	988,01
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	114,34	114,34	
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.			
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	11758,09	10770,08	988,01
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	810,04	810,04	
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.			
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.			
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.			
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	45554,05	45554,05	
3.1.	Топливо	тыс.руб.	37644,99	37644,99	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	37644,99	37644,99	
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6197,57	6197,57	
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	6074,16	6074,16	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	7812,29	7812,29	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	7812,29	7812,29	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	18,62	18,62	
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	9,51	9,51	
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	821,70	821,70	
3.3.	Вода	тыс.руб.	96,77	96,77	
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	96,77	96,77	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	0,05	0,05	
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	44,19	44,19	
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	2,19	2,19	
4.	Прибыль	тыс.руб.	2179,30		
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.			
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	2179,30		
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.			
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	83410,29	77572,29	3658,70
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2007,32		
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2408,79		

Основные показатели деятельности АО «Теплосеть СПб» представлены в таблице 76.

Таблица 76. Основные технико-экономические показатели деятельности АО «Теплосеть СПб»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	233 286,29
3	Себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	251 811,31
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	45 048,18
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	0,00
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	310,00
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	6,74
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	45,9630
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	5 807,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	23 033,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	7 415,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	5 364,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 457,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	81 725,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	3 276,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	3 315,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	3 315,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	111,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	7,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	104,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	13 165,00
	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		отсутствует

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	61 785,13
3.15.1	сырье, основные материалы	тыс. руб.	1 284,00
3.15.2	охрана труда	тыс. руб.	547,00
3.15.3	затраты на оплату труда цехового персонала	тыс. руб.	8 888,00
3.15.4	отчисления на социальные нужды цехового персонала	тыс. руб.	2 631,00
3.15.5	амортизация основных средств (цеховые и общехоз.)	тыс. руб.	3 164,00
3.15.6	энергия на хоз. нужды	тыс. руб.	627,78
3.15.7	другие эксплуатационные расходы	тыс. руб.	1 820,00
3.15.8	другие производственные расходы	тыс. руб.	191,00
3.15.9	телекоммуникационные услуги	тыс. руб.	427,00
3.15.10	охрана	тыс. руб.	2 424,00
3.15.11	подготовка кадров	тыс. руб.	303,00
3.15.12	средства на страхование	тыс. руб.	360,00
3.15.13	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	44,00
3.15.14	налог на землю	тыс. руб.	21,00
3.15.15	налог на имущество	тыс. руб.	30 665,00
3.15.16	добровольное медицинское страхование	тыс. руб.	755,00
3.15.17	резерв на оплату отпусков	тыс. руб.	737,00
3.15.18	аудиторские и консультационные услуги	тыс. руб.	47,00
3.15.19	командировочные расходы	тыс. руб.	12,00
3.15.20	полиграфия	тыс. руб.	6,00
3.15.21	услуги по информационно-вычислительному обслуживанию	тыс. руб.	2 610,00
3.15.22	реклама и маркетинг	тыс. руб.	28,00
3.15.23	представительские расходы	тыс. руб.	5,00
3.15.24	юридические и нотариальные услуги	тыс. руб.	22,00
3.15.25	транспортный налог	тыс. руб.	24,00
3.15.26	регистрация и оценка имущественного комплекса	тыс. руб.	637,00
3.15.27	вода на технологические цели и хозяйственные нужды	тыс. руб.	105,00
3.15.28	ГО и ЧС и МОБ подготовка	тыс. руб.	8,00
3.15.29	Услуги по транспортировке грузов	тыс. руб.	5,00
3.15.30	Услуги банков	тыс. руб.	16,00
3.15.31	расходы на обслуживание заемных средств	тыс. руб.	2 001,00
3.15.32	проценты по аренде	тыс. руб.	13,00
3.15.33	на социальное развитие	тыс. руб.	873,00
3.15.34	на прочие цели	тыс. руб.	373,00
3.15.35	в т.ч. от деятельности по подключению объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч	тыс. руб.	111,35
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	0,00
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	77 222,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	77 856,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	77 856,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	-634,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=dce99a14-340b-43b7-aff6-699b559fb265
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	0,00
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	423,69
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	695,8594
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,00
11.1.1	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	0,00
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	45,85
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	43,84
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	10,33
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0,00
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	0,00
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	0,00
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,06
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,00

Основные показатели деятельности ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 77.

Таблица 77. Основные технико-экономические показатели деятельности ПАО «ТГК-1» за 2022 год (тепловая энергия ТЭЦ-21 по Ленинградской области)

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт 2022 года		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	55 296,40	55 296,40	0
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	2 173,45	2 173,45	0
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	17 295,35	17 295,35	0
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	26 885,02	26 885,02	0
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	4 500,72	4 500,72	0
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	893,17	893,17	0
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	3 607,55	3 607,55	0
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	3 512,62	3 512,62	0
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	40,35	40,35	0
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	85,78	85,78	0
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	764,30	764,30	0
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	38,82	38,82	0
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	208 891,33	41 598,80	167 292,53
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	167 292,53	0	167 292,53
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	2 441,79	2 441,79	0
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	0	0	0
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	16,14	16,14	0
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	8 003,75	8 003,75	0
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	21 910,37	21 910,37	0
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	9 000,02	9 000,02	0
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	0	0	0
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных	тыс.руб.	0	0	0

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт 2022 года		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
	расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования				
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	98,82	98,82	0
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	127,91	127,91	0
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	444 002,21	444 002,21	0
3.1.	Топливо	тыс.руб.	407 432,62	407 432,62	0
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	407 138,71	407 138,71	0
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	5 677,23	5 677,23	0
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	71 714,27	71 714,27	0
3.1.4.	Затраты на мазут	тыс.руб.	293,91	293,91	0
3.1.5.	Цена топлива	руб/т	11 151,03	11 151,03	0
3.1.6.	Объем топлива	тыс.т	0,03	0,03	0
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	7 678,33	7 678,33	0
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	7 678,33	7 678,33	0
3.3.	Вода	тыс.руб.	28 891,26	28 891,26	0
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	28 891,26	28 891,26	0
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	1,77	1,77	0
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	32,93	32,93	0
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	877,46	877,46	0
4.	Прибыль на социальное развитие	тыс.руб.	395,30	395,30	0
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	0	0	0
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	4 312,07	4 312,07	0
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0	0	0
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	0	0	0
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	712 897,31	545 604,78	167 292,53
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 309,15	944,45	-
10	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	1 553,59	-	-

Основные показатели деятельности ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены в таблице 78.

Таблица 78. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2021
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - Всеволожский муниципальный район, Муринское (41612103); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	41 041,23
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	47 619,49
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	20 468,76
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	3 439,54
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,95
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	3 763,05
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	9,04
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	416,41
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 493,06
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	408,15
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	10 763,57
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	1 301,78
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	498,12
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 016,70

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2021
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	6 274,53
	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		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	631,78
3.15.1	Налог на имущество	тыс. руб.	631,78
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-6 578,26
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=575d10cb-7a79-489c-af6f-ac612aa9f303
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	20,64
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	14,18
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	21,37
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	20,28
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	20,28
11.1.1	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	0,00
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1 137,79
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1 190,89

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2021
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	0,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	3,28
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	152,33
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	152,33
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	162,86
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	17,00
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,00
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

Основные показатели деятельности ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены в таблице 79.

Таблица 79. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 г.	
			Общее (пр-во + передача)	Производство
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	8,24	8,24
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	709,38	709,38
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4 630,51	4 630,51
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	3 877,00	3 877,00
1.4.1.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	3 877,00	3 877,00
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	445,54	445,54
1.6.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	12,9	12,9
1.7.	Другие расходы, не относящиеся к не подконтрольным расходам	тыс.руб.	248,73	248,73
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	1 915,18	1 915,18
2.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 431,99	1 431,99
2.3.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	11 250,00	11 250,00
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.	Топливо	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6 536,96	6 536,96
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	6 071,16	6 071,16
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	4 881,48	4 881,48
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	4 881,48	4 881,48
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал		
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	8,59	8,59
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	568,54	568,54
3.3.	Вода	тыс.руб.	314,48	314,48
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	314,48	314,48
4	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	1 502,67	1 502,67
5	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	1 502,67	1 502,67
6	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	71 243,05	71 243,05
7	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 648,62	1 648,62

Основные показатели деятельности ООО «ВТК» представлены в таблице 80.

Таблица 80. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ВТК»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 г.	
			Общее (пр-во + передача)	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	186	186
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5 855,79	5 855,79
1.3.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	3 550,00	3 550,00
1.4.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	256,1	256,1
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Арендная плата	тыс.руб.	5 457,68	5 457,68
2.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 768,45	1 768,45
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	85 491,64	85 491,64
4	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	852,66	852,66
5	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	103 397,42	103 397,42
6	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./Гкал без НДС	2 606,78	2 606,78
7	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2 606,78	2 606,78

Основные показатели деятельности ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 81.

Таблица 81. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Новая Водная Ассоциация»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	5 055,24
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	15 310,45
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	5 794,18
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	764,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	7,58
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 415,05
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч (с учетом мощности)	руб.	8,09
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	174,9100
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	314,82
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 825,56
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	551,32
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 726,05
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	521,27
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	8,36
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	516,25
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	742,98
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	284,24
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 894,62
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	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		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-10 255,22
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-10 263,58
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=954bd750-88a8-47fe-a995-6177c372faa8
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	2,80
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	2,58
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	5,0600
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	4,5080
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	4,5080
11.1.1	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	4,5080
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	548,00
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	183,33
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	4,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	2,33
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками	кг усл. топл./Гкал	154,4000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
	тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии		
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	170,6200
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	34,57
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	3,02
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

Основные показатели деятельности МБУ «ЦБС» представлены в таблице 82.

Таблица 82. Основные технико-экономические показатели деятельности МБУ «ЦБС»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	5 595,09
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	5 688,03
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	1 992,54
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	302,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,44
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.2.2	дизельное топливо	х	х
3.2.2.1	объем	тонны	1,00
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	47,42
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.2.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	420,22
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	9,45
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	44,4470
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	34,01
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	2 262,83
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	476,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	913,13

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	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		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	65,30
3.15.1	Материалы	тыс. руб.	65,30
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-92,94
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1,29
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0,79
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2,2170
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	1,8530
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,8760
11.1.1	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	0,8760
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,9770
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	5,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,34
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	5,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	155,0000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	155,0000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	158,2800
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	20,05
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,14
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики 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 лет

Потребители, необорудованные приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Тарифы на тепловую энергию для населения представлены в таблице 83. Тарифы на тепловую энергию для прочих потребителей представлены в таблице 84.

Таблица 83. Утвержденные тарифы на тепловую энергию для населения за 2020-2023 гг.

Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал						
		ООО «Петербургтеплоэнерго»	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	ООО «ВТК»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	ООО «Энергия»	ПАО «Территориальная генерирующая компания №1» филиал Невский
2020								
01.01.2020	30.06.2020	2 290,99	2 358,38	2 318,24	2 091,63	2 523,81	2 096,79	1 397,22
01.07.2020	31.12.2020	2 431,96	2 404,19	2 353,02	2 258,96	2 600,00	2 096,79	1 468,70
2021								
01.01.2021	30.06.2021	2 431,96	2 404,19	2 270,66	2 258,96	2 600,00	2 096,78	1 468,70
01.07.2021	31.12.2021	2 512,73	2 467,36	2 347,88	2 335,76	2 600,00	2 180,65	1 512,74
2022								
01.01.2022	30.06.2022	2 512,73	2 467,36	2 347,88	2 335,76	2 600,00	2 180,65	1 512,74
01.07.2022	30.11.2022	2 598,16	2 575,58	2 460,84	2 415,18	2 600,00	2 254,79	1 594,43
01.12.2022	31.12.2022	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75
2023								
01.01.2023	30.06.2023	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75
01.07.2023	31.12.2023	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75

Таблица 84. Утвержденные тарифы на тепловую энергию для прочих потребителей за 2020-2023 гг.

Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Тариф на тепловую энергию для прочих потребителей (без НДС), руб./Гкал										Тариф на передачу т/э		
		ООО «Петербург-теплоэнерго»	ООО «ЖилКомТепло-Энерго»	ООО «ВТК»	ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	ООО «Энергия»	ПАО «Территориальная генерирующая компания №1» филиал Невский	ГУП «ТЭК СПб»	АО «НПО «Поиск»	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	ООО «Теплоэнерго»	ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»
2020														
01.01.2020	30.06.2020	1 933,59	1 965,32	1 931,87	-	2 356,56	3 094,01	1 747,32	1 223,92	1 745,09	1606,40	348,88	263,58/ 319,20	
01.07.2020	31.12.2020	2 026,63	2 003,49	1 960,85	-	2 470,60	3 192,34	1 747,32	1 223,92	1 955,84	1663,14	353,61	263,58/ 323,77	
2021														
01.01.2021	30.06.2021	2 026,63	2 003,49	1 892,22	-	2 470,60	3 192,34	1 747,32	1 223,92	1 858,09	1663,14	344,40	317,37/ 377,56	
01.07.2021	31.12.2021	2 093,94	2 056,13	1 956,56	-	2 553,87	3 242,39	1 969,66	1 260,62	1 911,51	1818,94	344,40	328,16/ 390,86	
2022														
01.01.2022	30.06.2022	2 093,94	2 056,13	1 956,56	-	2 553,87	3 000,27	1 969,66	1 260,62	1911,51	1818,94	344,40	328,16/ 390,86	
01.07.2022	30.11.2022	2 206,28	2 146,32	2 050,70	-	2 744,18	3 004,97	2 014,49	1 370,61	2046,91	1996,06	359,42	500,79/ 594,85	
01.12.2022	31.12.2022	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/ 476,72	590,93
2023														
01.01.2023	30.06.2023	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/ 476,72	590,93
01.07.2023	31.12.2023	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/ 476,72	590,93

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

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулирующую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулирующую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Петербургтеплоэнерго» за 2022г. представлена в таблице 85.

Таблица 85. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Петербургтеплоэнерго» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022		
			Общее(пр-во + передача)	Производство	Передача
I	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)				
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	382,02	353,93	28,10
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	33 599,30	29 594,10	4 005,20
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	44 972,39	37 770,60	7 201,79
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	10 559,97	4 960,57	5 599,40
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	5 347,32	5 307,80	39,51
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	9,50	2,92	6,58
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	10,68	9,39	1,29
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022		
			Общее(пр-во + передача)	Производство	Передача
9	Арендная плата	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 478,75	1 797,19	681,56
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	97 359,92	79 796,49	17 563,44
II	Расчет неподконтрольных расходов				
1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	15 495,72	15 495,72	0,00
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	14 995,80	14 995,80	0,00
2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	13 581,66	11 406,72	2 174,94
3.	% за обслуживание заемных средств		5 581,20	4 574,37	1 006,83
4.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	182 986,40	54 064,11	128 922,29
5.	Передача тепловой энергии по сетям		15 308,25	0,00	15 308,25
	ИТОГО	тыс.руб.	232 953,22	85 540,91	147 412,31
5*	Налог на прибыль	тыс.руб.	99,03	81,16	17,86
	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	233 052,25	85 622,08	147 430,18
III	Расходы на приобретение энергетических ресурсов				
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	223 059,03	223 059,03	0,00
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	24 991,60	24 991,60	0,00
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	284 314,54	284 314,54	0,00
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	150,05	150,05	0,00
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
	ИТОГО ресурсов	тыс.руб.	532 515,22	532 515,22	0,00
IV	нормативная прибыль		396,12		
V	расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	16 733,22		
VII	Корректировка НВВ	тыс.руб.	42 875,31		
	Итого НВВ	тыс.руб.	922 932,04		
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	430,00		
	население		281,83		
	прочие потребители		148,17		
	Тариф (себестоимость)	руб./Гкал	2 146,34		

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ГУП «ТЭК СПб» за 2022г. представлена в таблице 86.

Таблица 86. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ГУП «ТЭК СПб» за 2022 год

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	11 014,45
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	2 530,96
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	683,48
4	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	23,70
5	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	3 535,83
6	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 073,59
7	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 945,84
8	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	529,51
9	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	18 541,21
10	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	20,80
11	Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	8 397,81
12	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	905,03
13	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	2,35
14	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	438,33

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» за 2021г. представлена в таблице 87.

Таблица 87. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» за 2021 год

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2021
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	20 468,76
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	3 763,05
3	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 493,06
4	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	408,15
5	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	10 763,57
6	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	1 301,78
7	Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	498,12
8	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	1 016,70
9	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	6 274,53
10	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	631,78

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Новая Водная Ассоциация» за 2022г. представлена в таблице 88.

Таблица 88. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Новая Водная Ассоциация» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	5128,77	3913,29	1215,48
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	251,98	14,50	237,48
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4074	3096	978
1.3.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	16	16	
1.4.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	786,79	786,79	0
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	2252,78	1957,78	295
2.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	315	315	
2.2.	Арендная плата	тыс.руб.	516,25	516,25	
2.3.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1230	935	295
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.			
3.1.	Топливо	тыс.руб.	5794,833	5794,833	
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	5794,833	5794,833	
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	7584,91	7584,91	
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	764	764	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	1414,489	1414,489	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	1414,489	1414,489	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал			
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	8,09	8,09	
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	174,913	174,913	
3.3.	Вода	тыс.руб.	1896,35		1896,35
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	1896,35		1896,35
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал			
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	103,32		103,32
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	18354,18		18354,18
4	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	16487,22		
5	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2897,33		
6.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2523,87		

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» за 2022г. представлена в таблице 89.

Таблица 89. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)	Производство
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	8,24	8,24
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	709,38	709,38
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4 630,51	4 630,51
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	3 877,00	3 877,00
1.4.1.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	3 877,00	3 877,00
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	445,54	445,54
1.6.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	12,9	12,9
1.7.	Другие расходы, не относящиеся к не подконтрольным расходам	тыс.руб.	248,73	248,73
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	1 915,18	1 915,18
2.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 431,99	1 431,99
2.3.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	11 250,00	11 250,00
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.	Топливо	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	39 686,93	39 686,93
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6 536,96	6 536,96
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	6 071,16	6 071,16
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	4 881,48	4 881,48
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	4 881,48	4 881,48
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал		
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	8,59	8,59
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	568,54	568,54
3.3.	Вода	тыс.руб.	314,48	314,48
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	314,48	314,48
4	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	1 502,67	1 502,67
5	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	1 502,67	1 502,67
6	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	71 243,05	71 243,05
7	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 648,62	1 648,62

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ВТК» за 2022г. представлена в таблице 90.

Таблица 90. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «ВТК» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	186	186
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5 855,79	5 855,79
1.3.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	3 550,00	3 550,00
1.4.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	256,1	256,1
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Арендная плата	тыс.руб.	5 457,68	5 457,68
2.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 768,45	1 768,45
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	85 491,64	85 491,64
4	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	852,66	852,66
5	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	103 397,42	103 397,42
6	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2 606,78	2 606,78
7	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2 606,78	2 606,78

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии МБУ «ЦБС» за 2022г. представлена в таблице 91.

Таблица 91. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии МБУ «ЦБС» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)
1	Операционные расходы	тыс.руб.	-
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	64,92200
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	76,72800
1.3.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	401,48058
1.3.1.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	1279,000
1.4.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	124,00000
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-
2.1.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	761,28000
2.2.	Налог на прибыль	тыс.руб.	122,22600
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	-
3.1.	Топливо	тыс.руб.	2212,02649
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	2212,02649
3.1.2	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	7324,59

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	302,000
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	521,075664
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	521,07564
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	-
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	11,72
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	44,447
3.3.	Вода	тыс.руб.	33,34455
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	33,34455
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	-
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	105,86
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	0,315
4.	Прибыль	тыс.руб.	н/д
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	-
5	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	3158,13
6	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	3158,13

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Энергия» за 2022г. представлена в таблице 92.

Таблица 92. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии ООО «Энергия» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	22994,47	20323,78	2670,69
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.			
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	3827,18	3827,18	
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	17834,42	15163,73	2670,69
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.			
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	17834,42	15163,73	2670,69
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	752,24	752,24	
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.			
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	201,47	201,47	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	379,16	379,16	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	12682,47	11694,46	988,01
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	114,34	114,34	
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.			
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	11758,09	10770,08	988,01
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	810,04	810,04	
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.			
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.			
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.			
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	45554,05	45554,05	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
3.1.	Топливо	тыс.руб.	37644,99	37644,99	
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	37644,99	37644,99	
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6197,57	6197,57	
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	6074,16	6074,16	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	7812,29	7812,29	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	7812,29	7812,29	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	18,62	18,62	
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	9,51	9,51	
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	821,70	821,70	
3.3.	Вода	тыс.руб.	96,77	96,77	
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	96,77	96,77	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	0,05	0,05	
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	44,19	44,19	
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	2,19	2,19	
4.	Прибыль	тыс.руб.	2179,30		
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.			
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	2179,30		
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.			
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	83410,29	77572,29	3658,70
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2007,32		
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2408,79		

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» за 2022г. представлена в таблице 93.

Таблица 93. Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	24888,95	24 888,95	0
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	939,63	939,63	0
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	9 238,18	9 238,18	0
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	7 140,02	7 140,02	0
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	2 749,61	2 749,61	0
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	1 283,68	1 283,68	0
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	1 465,94	1 465,94	0
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	2 693,48	2 693,48	0
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	57,25	57,25	0
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	81,72	81,72	0
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	1 941,52	1 941,52	0
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	47,54	47,54	0
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	136292,13	26 105,75	110 186,38
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	110 186,38	0	110 186,38
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	3 765,76	3 765,76	0
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	0	0	0
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 098,79	2 098,79	0
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	18 878,82	18 878,82	0
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	1 274,78	1 274,78	0
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	0	0	0
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0	0	0

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	87,60	87,60	0
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	432 812,47	432 812,47	0
3.1.	Топливо	тыс.руб.	389 703,12	389 703,12	0
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	389 572,18	389 572,18	0
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	5 475,22	5 475,22	0
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	71 151,86	71 151,86	0
3.1.4.	Затраты на мазут	тыс.руб.	130,95	130,95	0
3.1.5.	Цена топлива	руб/т	11 278,69	11 278,69	0
3.1.6.	Объем топлива	тыс.т	0,01	0,01	0
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	6 452,80	6 452,80	0
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	6 452,80	6 452,80	0
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	Комитетом по тарифам и ценовой политике ЛО не предоставляется		
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч			
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч			
3.3.	Вода	тыс.руб.			
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	36 656,55	36 656,55	0
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	2,28	2,28	0
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	32,61	32,61	0
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	1 124,19	1 124,19	0
4.	Прибыль	тыс.руб.	350,42	350,42	0
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	0	0	0
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	4 312,07	4312,07	0
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0	0	0
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	0	0	0
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	598 656,04	488 469,66	110 186,38
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 309,15	944,45	-
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	1 553,59	-	-

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

В соответствии с приказом комитета по тарифам и ценовой политики Ленинградской области от 20 декабря 2022 №583-п «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» объектов капитального строительства заявителей при наличии технической возможности, в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, расположенных на территории МО «Муринское городское поселение» на 2023 год», определяется согласно приложению к постановлению, представленному в таблице 94.

Таблица 94. Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» объектов заявителей, тыс.руб/Гкал/ч

№ п/п	Наименование	Значение*, тыс.руб./Гкал/ч
Плата за подключение объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	51,92
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1), том числе:	15 216,23
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	15 216,23
2.2.1.	канальная прокладка	10 357,38
2.2.1.1	50-250 мм	10 357,38
2.2.2.	бесканальная прокладка	5 186,84
2.2.2.1	50-250 мм	5 186,84
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки (П2.2)	-
4	Налог на прибыль (Н)	18,96

*Плата указана без учета налога на добавленную стоимость

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

Плата за услуги по поддержанию резервной мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей при потреблении тепловой энергии, оказываемые ООО «Петербургтеплоэнерго» потребителям на территории Ленинградской области на 2022 год, представлена на рисунке 40.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей при отсутствии потребления тепловой энергии, оказываемые обществом с ограниченной ответственностью «Петербургтеплоэнерго» потребителям на территории Ленинградской области, на 2022 год

Период регулирования	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.
с 07.09.2022 по 30.11.2022	266,96
с 01.12.2022 по 31.12.2022	272,83
с 01.01.2023 по 31.12.2023	272,83

Рисунок 40. Плата за услуги по поддержанию резервной мощности

1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

МО «Муринское городское поселение» не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

МО «Муринское городское поселение» не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения

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

К основным проблемам системы теплоснабжения следует отнести:

- недостаточная пропускная способность существующих трубопроводов тепломагистрали «Ново-Девяткино» (необходимость реконструкции с увеличением диаметра для подключения перспективных потребителей), а также ветхость некоторых участков тепловых сетей;
- отсутствие ГВС в д. Лаврики (источник - котельная МБУ «ЦБС»).

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

Из комплекса существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования можно выделить следующее:

- в части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Перемычек, как правило, нет.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Согласно данным мониторинга жилищно-коммунального комплекса основными недостатками систем теплоснабжения городского поселения являются:

- отсутствие приборов учета тепловой энергии у потребителей;
- отсутствие резерва пропускной способности трубопроводов тепловой сети.

Некоторые участки тепловой сети, как на магистральных трубопроводах, так и на внутриквартальных, не имеют резерва пропускной способности, что не позволит обеспечить перспективных потребителей теплоносителем необходимых параметров.

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

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

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

Сведений о предписаниях надзорных органов по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлено.